



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique
Université Ahmed Draïa Adrar
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département des Sciences et Technologies



MEMOIRE

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et de la Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

Thème :

Optimisation des Réseaux de Distribution Basse tension (étude de cas Poste n°571- TIMIMOUNE)

Présenté par :

- DAHADJ Yassine

- NOUARI Radhwane

Soutenu : le 05/06/2018

Devant le jury :

Promoteur :	Mr. Dahbi Hassan	M.A.A	Univ. Adrar
Président :	Mr. Chabani Boumedienne	M.A.B	Univ. Adrar
Examineur :	Mr. Masmoudi Mohamed	M.A.A	Univ. Adrar

Année Universitaire : 2017/2018



REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier tout premièrement GRAND DIEU le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années.

*Ainsi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur **Mr Dahbi Hassne** pour le suivi continuuel tout le temps de la réalisation de ce mémoire et qui n'a pas cessé de nous donner ses conseils.*

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes qui nous ont aidés à élaborer et réaliser ce mémoire, ainsi à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin à accomplir ce travail.

Nos remerciements vont aussi à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation.

Par ailleurs, Nos remerciements vont à tous les membres du jury :

**Mr. Chaabani Boumedienne*

**Mr. Masmoudi Mohamed*

Qui ont accepté de juger notre travail.

En fin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance à Mr Idda Ahmed

Pour le soutien moral et matériel...



DEDICACE

A travers ce modeste travail

*Je dédie mes meilleurs vœux à mes très chers
parents, à qui je n'arriverai jamais à exprimer ma
gratitude et ma reconnaissance, pour leurs amour
leurs soutiens tout au long de ma vie.*

*A mes chères sœurs, mon frère, a toute la famille
(Dahadj, Meliani).*

*A mon binôme Nouari Radhwane, et mes meilleurs
amis.*

A toute la promo d'électrotechnique.

A tous ceux qui me connaissent de près ou de loin.

A tous ce qu'ils ont aimé me voir ce jour-là.

Yassine·Dahadj

DEDICACE

A travers ce modeste travail

*Je dédie mes meilleurs vœux à mes très chers
parents, à qui je n'arriverai jamais à exprimer ma
gratitude et ma reconnaissance, pour leurs amour
leurs soutiens tout au long de ma vie.*

A mes chères sœurs, mes frères, a toute la famille

A mon binôme Dahadj yassine, et mes meilleurs amis

(Lensari hamid -Sridi youcef).

A toute la promo d'électrotechnique.

A tous ceux qui me connaissent de près ou de loin.

A tous ce qu'ils ont aimé me voir ce jour-là.

Nouari·Radhwane

Sommaire

Sommaire

Introduction générale	1
CHAPITRE I :	
I.1) Introduction :	2
I.2) Production de l'énergie électrique :	3
I.2.1) les centrales hydrauliques :	3
I.2.2) les centrales thermiques :	4
I.2.3) les centrales nucléaires :	5
I.3) Classification des niveaux des tensions :	5
I.4) Transport de l'énergie électrique :	8
I.4.1) Les réseaux de transport et de répartition	8
I.4.2) Caractéristiques générales du transport électrique :	9
I.5) Poste Source :	9
I.5.1) Définition :	9
I.5.2) La protection des postes-sources :	10
I.6) Réseaux de distribution :	10
I.7) Structures topologiques des réseaux:	11
I.7.1) Réseau radial :	11
I.7.2) Réseau bouclé :	11
I.7.3) Réseau maillé :	12
I.8) Lignes électriques aériennes et souterraine	12
I.8.1) Lignes électriques aériennes :	13
I.8.1.1) Pylônes de lignes aériennes :	13
I.8.1.2) Les câbles conducteurs :	14
I.8.1.3) Câbles de garde :	14
I.8.1.4) Les isolateurs :	14
I.8.1.5) Les Parafoudres :	15
I.8.1.6) Eclateurs à cornes :	15
I.8.1.7) Disjoncteurs :	16
I.8.1.8) Les fusibles :	17
I.8.1.9) Interrupteurs :	17
I.8.2) Les lignes souterraines :	18
I.8.3) Comparaison entre les lignes aériennes et les lignes souterraines :	19
I.9) Catégories des charges :	19
I.10) Conclusion :	19

Sommaire

CHAPITRE II:

II.1)Introduction :	20
II.2) Le réseau HTA:	20
II.2.1) L'alimentation en HTA des zones rurales :	21
II.2.2) L'alimentation en HTA des zones urbaines denses et des zones péri-urbaines :	21
II.3) La protection du réseau HTA :	23
II.4) Les types des postes HTA:	24
II.4.1) Leur fonction :	24
II.4.1.1) Poste de distribution publique (DP):	24
II.4.1.2) Les postes mixtes (DP/L) :	24
II.4.1.3) Poste de livraison (L) ou client :	25
II.4.2) Leur puissance :	25
II.4.2.1) Le poste HT/HTA :	25
II.4.2.2) Le poste HTA/HTA (ou MT/MT):	26
II.4.2.3) Le poste HTA/BT :	27
II.5) Composition d'un départ HTA :	29
II.5.1) Cellule départ :	29
II.6) Le réseau BT:	29
II.7) Objectifs de la planification :	31
II.7.1) Indices de fiabilité :	32
II.7.2) Critères électriques :	33
II.7.3) Critères économiques :	34
II.8) CONCLUSION :	35

CHAPITRE III:

III.1) Introduction :	36
III.2) Principaux composants des postes HTA/BT de distribution publique (DP) :	37
III.2.1) Transformateurs HTA/ BT :	37
III.2.1.1) Dimensionnement du transformateur HTA/BT :	38
III.2.2) Le réseau électrique BT :	39
III.2.2.1) Dimensionnement du réseau BT :	40
III.2.3) Le branchement BT :	40
III.3) Etude de la courbe de charge des postes HTA/BT de distribution public :	41
III.4) Etude des contraintes du poste HTA/BT de distribution public :	43
III.4.1) Les seuils de contrainte d'intensité :	44
III.4.2) Les seuils de contrainte de tension :	45
III.5) Calcul les Contraintes Techniques :	45
III.5.1) Coefficient d'utilisation d'un transformateur de distribution MT/BT :	45
III.5.2) Calcul de puissance du transformateur :	46
III.5.3) Détermination de P_{ins} , P_u et S_a (puissances installée, utilisée et appelée) :	46
III.5.4) Détermination de P_c (puissance maximale consommée) et P_m (puissance maximale retenue) :	47
III.5.5) Evolution de la charge de poste de distribution HTA/BT :	48
III.5.6) Les déséquilibres de courant et tension :	49
III.5.7) Définition et calcul des chutes de tension :	49
III.5.8) Problème des harmoniques :	50
III.6) Calcul les Contraintes Economique :	51
III.6.1) Pertes d'énergie électrique :	51
III.6.1.1) Pertes dans le Transformateur :	51
III.6.1.2) Les pertes par effet de joule dans une ligne BT :	52
III.6.1.3) Plages d'utilisation économiques des transformateurs de distribution :	53
III.7) Solution innovantes et future de réseau BT :	54
III.7.1) La production décentralisée :	54
III.7.1.1) Les différents types de production décentralisée :	54
III.7.2) Les réseaux électriques du futur :	54
III.8) CONCLUSION :	55

Sommaire

CHAPITRE IV :

IV.1) Introduction :	56
IV.2) Calcul sous logiciel CARAT :	57
IV.3) l'historique du poste :	57
IV.4) les caractéristiques du poste étudié	58
IV.4.1) Caractéristiques techniques du poste :	58
IV.5) Caractéristiques des réseaux BT :	59
IV.6) L'état actuel :	59
IV.6.1) Mesure de charge :	59
IV.6.2) Détermination du Taux d'accroissement du poste :	61
IV.6.3) Calcul les contraintes du poste et des réseaux BT :	61
IV.6.4) Schéma de réseau BT :	62
IV.7) Les objectifs de l'étude :	63
IV.8) Les solutions proposées :	63
IV.8.1) Variante n° 1 :	63
a)Le poste n°951 :	63
b)Le poste n°571:	64
IV.8.2) Variante n°2 :	64
a)Le poste n°598(partie DP [400KVA]):	64
b)Le poste n°571:	64
IV.8.3) Variante n°3 :	64
a) Le nouveau poste (400KVA):	65
b) Le poste n°571:	65
IV.8.4) Aspecte technico-économique :	65
a) Variante n°1 :	65
b) Variante n°2 :	65
c) Variante n°3:	66
IV.9) CONCLUSION :	66
Conclusion générale:	68

Liste des Figures et des Tableaux

Liste des figures

CHAPITRE I :

Figure . I-1 : Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique.	3
Figure I-2 : Principe de fonctionnement d'une centrale thermique.	4
Figure I-3 : Principe de fonctionnement d'une centrale nucléaire.	5
Figure I-4 : illustre l'organisation physique générale des réseaux électriques.	7
Figure I-5 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA	9
Figure I-6 : schéma d'un réseau radial.	11
Figure I-7 : schéma d'un réseau bouclé.	12
Figure I-8 : schéma d'un réseau maillé.	12
Figure I-9 : Un fibre optique insérée dans un câble de garde.	14
Figure I-10 : Un isolateur en verre.	15
Figure I-11 : Un parafoudre.	15
Figure I-12 : Eclateur MT avec tige anti-oiseaux.	16
Figure I-13 : Disjoncteur 800kv.	17
Figure I-14: Des travaux sur les lignes souterraines.	18

CHAPITRE II :

Figure II-1 : Poste de distribution publique.	24
Figure II-2 : Poste de livraison.	25
Figure II-3 : Poste HTB/HTA.	26
Figure. II-4: Poste HTA/HTA.	27
Figure II-5: Poste HTA/BT.	27
Figure. II-6: Exemple de raccordement d'un poste sur poteau.	28
Figure II-7 : Illustration de la structure du réseau public de distribution.	31

CHAPITRE III :

Figure III-1 : schéma descriptive d'un réseau électrique.	36
Figure III-2 : Un poste DP alimente les branchements BT avec un départ BT.	37
Figure III-3 : Transformateur HTA/BT refroidis à l'huile.	38
Figure III-4 : Câble torsadé du réseau BT.	39
Figure III-5 : Branchement aérien BT.	40
Figure III-6 : La consommation moyenne d'un client BT par mois dans la wilaya d'Adrar.	41
Figure III-7 : Profil de consommation journalière d'une abonnée BT en été et en hiver.	42
Figure III-8 : Le smart grid.	55

CHAPITRE IV :

Figure IV-1 : La cité de 200 logements nouvelle Timimoune.	56
Figure IV-2 : Enregistreur analyseur de réseaux de distributions CA8335.	60
Figure IV-3 : Schéma de réseau BT de la cité de 200 logements nouvelle Timimoune.	62

Liste des tableaux

CHAPITRE I :

Tableau I-1 : la définition des niveaux de tension.

CHAPITRE III :

Tableau III-1 : Les différents types des postes HTA/BT.....	36
Tableau III-2: Puissances maxi transitée et nominale de transformateur	39
Tableau III-3: Puissance maxi transitée dans réseau.	40
Tableau III-4 : les limites de durée à ne pas dépasser en fonction de l'importance de la sur charge et les températures ambiantes.	44

CHAPITRE VI :

Tableau IV-1 : Le premier transformateur placé au poste.	58
Tableau IV-2 : Le deuxième transformateur placé au poste.	58
Tableau IV-3 Caractéristiques techniques du poste.....	58
Tableau IV-4 : Les caractéristiques des réseaux BT.	59
Tableau IV-5 : Mesures instantanées de charge.	60
Tableau IV-6 : Le taux d'utilisation du poste n°571.	61
Tableau IV-7 : Taux d'utilisation du poste 951.....	63
Tableau IV-8 : Taux d'utilisation et la chute de tension du poste 571	64
Tableau IV-9 : Taux d'utilisation et la chute de tension du poste 598.	64
Tableau IV-10 : Taux d'utilisation et la chute de tension du poste 571.	64
Tableau IV-11 : Taux d'utilisation et la chute de tension du nouveau poste.....	65
Tableau IV-12 : Taux d'utilisation et la chute de tension du nouveau poste.....	65
Tableau IV-13 : L'aspect technico-économique de la première variante.	65
Tableau IV-14 : L'aspect technico-économique de la deuxième variante (poste n°598).....	65
Tableau IV-15 : L'aspect technico-économique de la deuxième variante (poste n°598).....	66
Tableau IV-16 : L'aspect technico-économique de la troisième variante.....	66
Tableau IV-17: Tableau récapitulatif.	66

Liste des abréviations

Liste des abréviations

BT : Basse tension

HTB : Haute tension (HT)

HTA : Moyenne tension(MT)

TC : transformateur de mesure de courant

Pi : la puissance installée

Pu : la puissance utilisée

Sa : la puissance apparente

Ku : Coefficient d'utilisation

P_n : puissance nominale de transformateur

P_c : la puissance consommé

Pi : la puissance installée.

P_m : puissance maximale

P₀ : Puissance à l'année initiale

X : Taux d'évolution

Dp : distribution public

*I*₁, *I*₂, *I*₃ : Courants des phases.

Im : La valeur moyenne de courant

R : résistances linéique d'un conducteur (Ω /km) ;

X : réactance linéique d'un conducteur (Ω /km) ;

Pi : puissance installée

Li : longueur du dipôle (km).

ABS : La valeur absolue

THD : Taux de Distorsion Harmonique

Nbr : Nombre

P_{cc} : Puissance de court-circuit.

P_N : Puissance nominale de transfo.

ΔP_{fer} : Pertes « fer ».

P(t) : charge électrique

Cos φ : le facteur de puissance 0.9.

T : la partie du cout annuel de la transformation imputable au transformateur.

Liste des abréviations

A : prix à neuf de l'appareil.

F : le cout annuel des perte fer (pratiquement indépendantes de la charge).

J : le cout annuel des pertes dues à la charge si la puissance débité avait valeur en pointe

P_u : puissance d'utilisation.

P_n : la puissance nominale de l'appareil.

P : la puissance débité à la pointe annuelle.










T_0 : Taux d'utilisation à l'année initiale.

T_n : Taux d'utilisation après n année.

X : Taux d'accroissement

ΔU : Chute de tension

Z_L : Impédance de la ligne

Symbole	Mot clé
	Ligne ou câble triphasé
	La terre
	Arrivée HTA
	Départ HTA ou BT
	Court-circuit
	Disjoncteur
	Interrupteur fusible
	Transformateur de puissance
	Fusible

Introduction générale

Introduction générale

La consommation d'électricité en Algérie a connu une forte progression en seulement quelques années, cette progression impose des contraintes aux réseaux électriques, ce qu'entraînent des perturbations dans l'alimentation en électricité.

Pour alimenter un consommateur en énergie électrique, quelques règles simples permettent de connaître la tension de livraison du réseau : Lorsque la puissance n'excède pas 40kVA, le client est raccordé au réseau de distribution basse tension BT 230/400V.

Pour les puissances supérieures à 40kVA, le client est alimenté par une alimentation triphasée HTA sans neutre dite de 2ème catégorie, comprise entre 5.5kV, 10kV et 30kV (généralement 30 kV). Les plus gros consommateurs d'énergie électrique (grand usine, sidérurgie,...) sont alimentés directement à des réseaux haut tension de transport HTB (**60kv, 220kv ou 400kv**).

La consommation en Basse Tension représente plus de moitié de la consommation totale et le nombre de clients est très important (environ de huit (08) millions). Ainsi que le degré de fiabilité de ses éléments doit être élevé. Donc l'investissement dans l'optimisation de cette consommation aura une influence considérable sur le plan de production et de consommation nationale.

Avec l'amélioration de niveau de la vie en sud, le réseau de distribution connaît une augmentation sans précédent dépassant les normes internationales. Cette augmentation affecte malheureusement la qualité de l'énergie, ce qui entraîne des fluctuations et des perturbations dans la distribution de l'électricité.

Dans ce travail, nous allons essayer d'optimisation de réseau de distribution basse tension.

L'objectif de ce travail est de définir le développement du réseau de distribution et de déterminer les investissements qu'il serait nécessaire de réaliser pour faire face à l'accroissement de la demande en énergie électrique et assure un bon fonctionnement du réseau électrique. Pour cela nous avons utilisé logiciel C.A.R.A.T pour simuler les résultats d'optimisation d'un réseau BT (étude de cas poste n°571-Timimoune).

Chapitre I :

Généralité sur

le réseau

électrique

I.1) Introduction :

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport – distribution -consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble. [1]

L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter le fonctionnement du réseau électrique est considéré satisfaisant, si ses paramètres techniques (tensions et courants) s'inscrivent dans les plages admissibles dont le distributeur est tenu à les respecter contractuellement. Si ces paramètres présentent des dépassements par rapport aux limites admissibles, le distributeur est obligé de pallier à ces problèmes. Ainsi, les gestionnaires des réseaux de distribution électrique sont tenus à respecter les aspects fondamentaux de la fourniture de l'électricité qui sont résumés comme suit :

- Continuité de la fourniture (de service), où le distributeur est appelé à assurer la disponibilité de l'électricité à tout instant.
- Qualité du produit (qualité de la tension et de la fréquence).
- Quantité du produit, le distributeur est tenu contractuellement de respecter une certaine plage de variation de la tension autour de la tension nominale ($\pm 5\%$ pour le réseau BT en zones urbaines et $\pm 10\%$ pour le réseau BT en zones rurales).[2]

I.2) Production de l'énergie électrique :

La production doit en tout instant être capable de satisfaire la demande (consommation+ pertes), elle doit donc prévoir des moyens de production pour couvrir l'extrême pointe de la demande, même si cette dernière n'existe que quelques minutes par an. Il existe trois principaux types de centrales pour produire de l'énergie électrique :

- Les centrales hydrauliques ;
- Les centrales thermiques ;
- Les centrales nucléaires.

Les énergies renouvelables sont en cours de développement ; elles utilisent l'énergie du vent, du bois, le solaire et la biomasse. [12]

I.2.1) les centrales hydrauliques :

Les centrales hydro-électriques convertissent l'énergie de l'eau en mouvement en énergie électrique. L'énergie provenant de la chute d'une masse d'eau est tout d'abord transformée dans une turbine hydraulique en énergie mécanique. Cette turbine entraîne un alternateur dans lequel l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique. [12]

La puissance disponible est donnée par l'équation :

$$P = 9.8. q. h \quad (I-1)$$

P= puissance hydraulique, en kilowatts [kW];

q = débit en mètres cubes par seconde [m³/s];

h = hauteur de la chute, en mètres [m];

9,8 = coefficient tenant compte des unités.

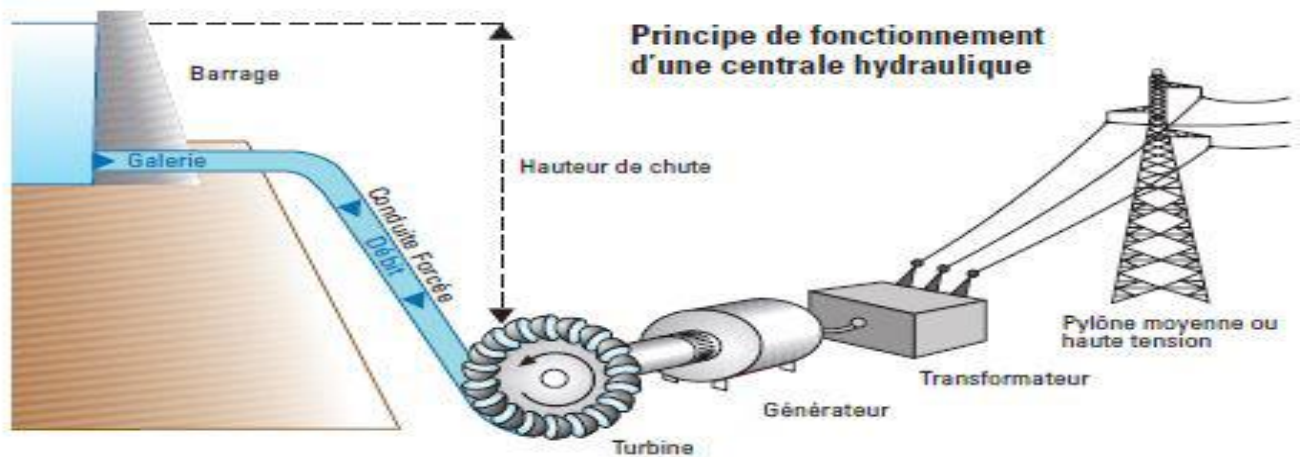


Figure. I-1 : Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique. [12]

Chapitre I

I.2.2) les centrales thermiques :

Les centrales thermiques produisent l'électricité à partir de la chaleur qui se dégage de la combustion du charbon, du mazout ou du gaz naturel. La plupart ont une capacité comprise entre 200 MW et 2000 MW.

On la trouve souvent près d'une rivière ou d'un lac, car d'énormes quantités d'eau sont requises pour refroidir et condenser la vapeur sortant des turbines.[12]

- Turbine haute pression (HP)
- Turbine moyenne pression (MP)
- Turbine basse pression (BP)

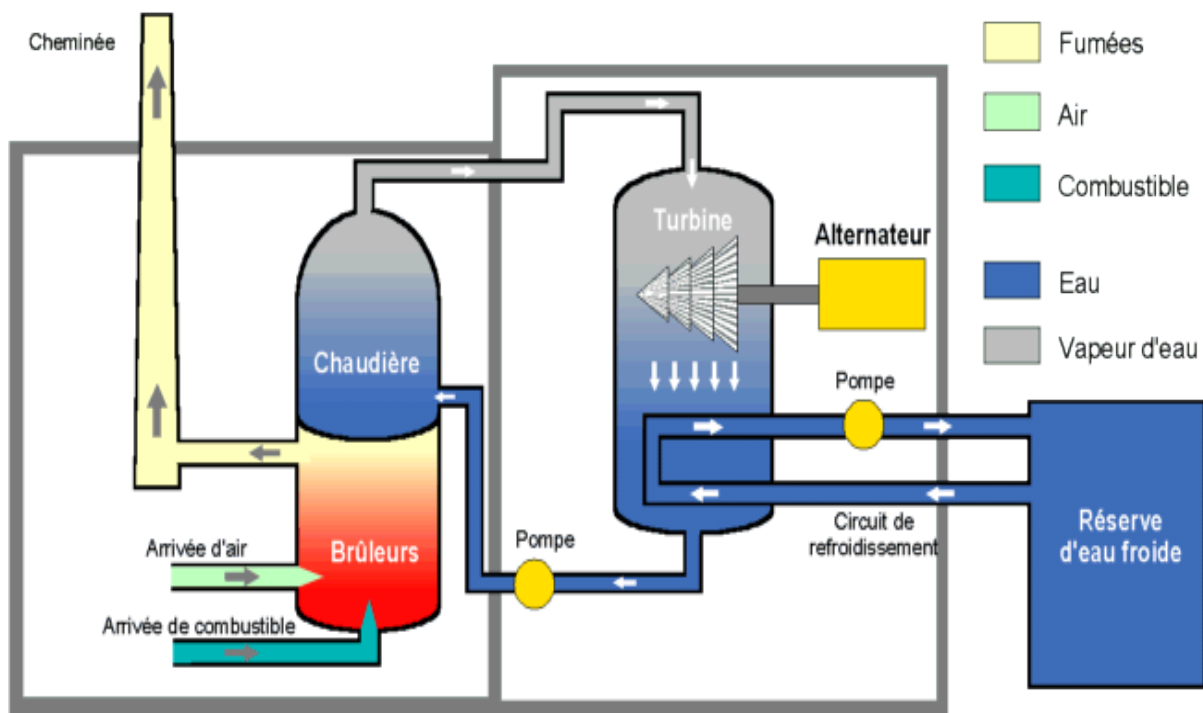


Figure I-2 : Principe de fonctionnement d'une centrale thermique. [12]

Énergie chimique → énergie thermique → énergie mécanique → énergie électrique

I.2.3) les centrales nucléaires :

Les centrales nucléaires produisent l'électricité à partir de la chaleur libérée par une réaction nucléaire. Ce phénomène est provoqué par la division du noyau d'un atome, procédé qu'on appelle fission nucléaire.[12]

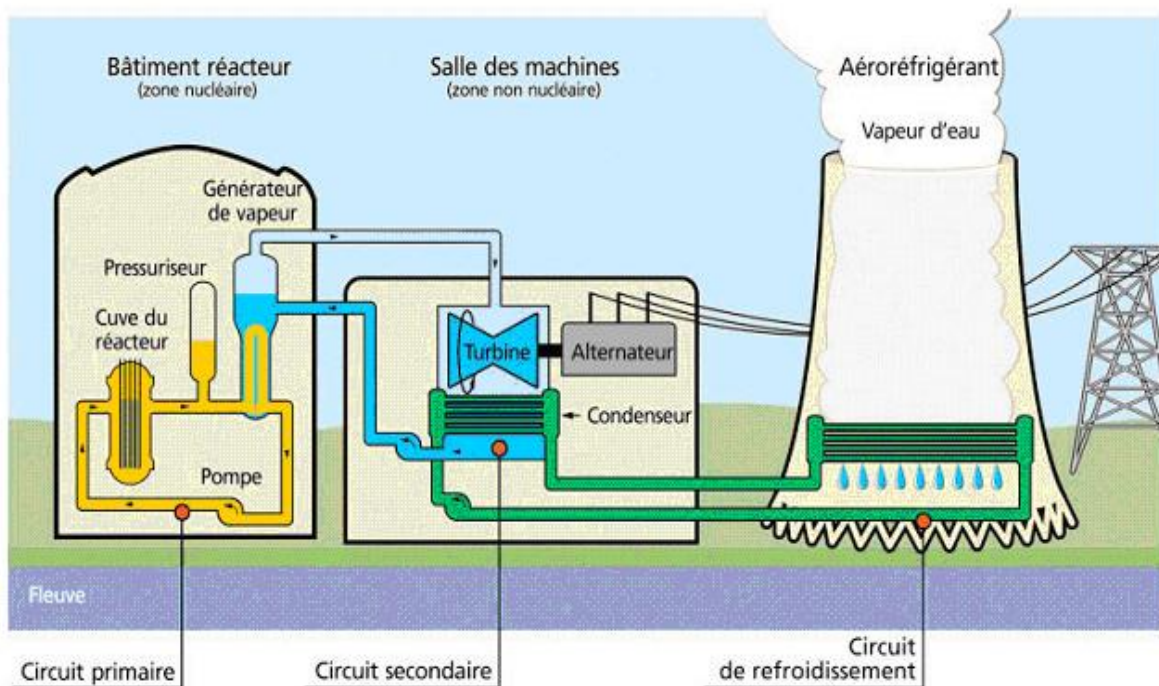


Figure I-3 : Principe de fonctionnement d'une centrale nucléaire. [12]

I.3) Classification des niveaux des tensions :

Généralement, le réseau public est composé, de manière hiérarchisée dans le sens du transit de l'énergie (figure I-4) des éléments suivants :

- Le réseau HT ;
- Les postes sources THT/MT ou HT/MT, alimentés par le réseau de transport ;
- Le réseau MT, constitué des départs MT issus des sources (en lignes aériennes ou câbles enterrés) ;

Chapitre I

- Les postes MT/BT de distribution publique ;
- Le réseau BT, sur lequel sont raccordés les branchements desservant la clientèle. Le réseau électrique public est donc hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions, comme le montre la figure I-1, à savoir le réseau de transport et d'interconnexion, (en Algérie 225kV, 400kV) ou réseau de haute tension de niveau B (HTB). Sur ce réseau sont connectées les centrales de production classique comme les centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques de l'ordre du millier de mégawatts ; le réseau de répartition (63kV, 90kV), celui-ci assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommation et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci. (Mentionnant que la terminologie "réseau de répartition" tend à disparaître, ce niveau de tension étant généralement englobé dans le terme "transport".) ; La troisième subdivision est le réseau de distribution (détailé plus loin).

Ces niveaux de tensions alternatives sont définis selon les normes en vigueur dans les différents pays. Ils permettent un bon compromis pour limiter les chutes de tension, minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) et réduire les contraintes inhérentes aux hautes tensions (coûts des investissements, protection des biens et des personnes)[4]. La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ : Société de Distribution de l'Électricité et du Gaz) définit les niveaux de tension alternative comme le montre le tableau I.1

Tableau I-1 : la définition des niveaux de tension.[5]

Domaines de tension		Valeur de la tension composée nominale (U_n en Volts)	
		Tension Alternative	Tension Continue
Très Basse Tension (TBT)		$U_n < 50$	$U_n < 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n < 500$	$50 < U_n < 500$
	BTB	$500 < U_n < 1000$	$750 < U_n < 1500$
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n < 50\ 000$	$1500 < U_n < 75\ 000$
	HTB	$U_n > 50\ 000$	$U_n > 75\ 000$

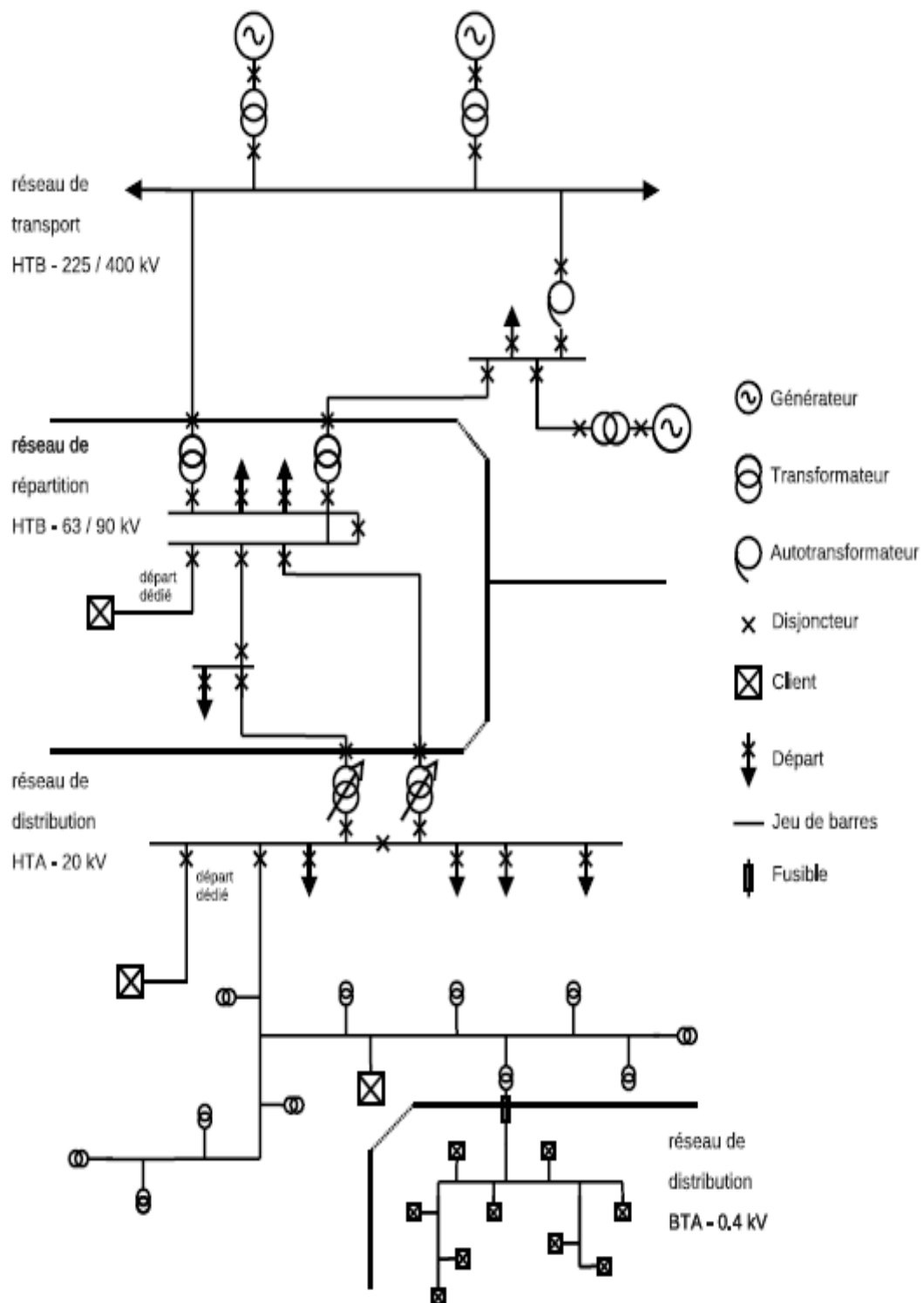


Figure I-4 : illustre l'organisation physique générale des réseaux électriques.[3]

I.4) Transport de l'énergie électrique :

I.4.1) Les réseaux de transport et de répartition :

La première de ces divisions est le réseau de transport (THT) ou réseau de haute tension de niveau B (HTB, de 63 kV à 400 kV). Sur ce réseau sont connectées les centrales de production classique comme les centrales nucléaires, hydrauliques assurant 80% de la production électrique. Ces réseaux ont une architecture maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles. Cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité du service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, etc. En effet, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin pour contourner cette ligne en défaut et donc de garantir la continuité de l'alimentation en aval du problème.

Du point de vue topographique et géographique les réseaux de transport sont assurés les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau internationale (Hassi Aneur (Algérie) – Bourdim (Maroc) et El-Hadjar (Algérie) – Djendouba (Tunisie), en 400 kV).

Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition (**HT**), celui-ci assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres. Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension. [3]

- La tension est 90 kV ou 63 kV,
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre,
- Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV,
- Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV,
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

Chapitre I

I.4.2) Caractéristiques générales du transport électrique :

Les réseaux électriques, en très grande majorité, transportent l'énergie électrique sous la forme de systèmes triphasés, les dispositions et grandeurs caractéristique de ces systèmes sont :

- La fréquence : Dans le monde, deux valeurs distinctes de fréquence :
 - Le 50 Hz caractérise les réseaux Européens, Asiatiques, Russes et Africains.
 - Le 60 Hz caractérise les réseaux Américains, Canadiens et Japonais
- Les niveaux de tension.
- Les différents types de couplage.[4]

I.5) Poste Source :[7]

I.5.1) Définition : Les postes sources, en général alimentés par le réseau HTB (quelque fois directement par le réseau de transport à 63kv, 90kv ou 225 kV) constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition et les réseaux de distribution. Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jeux de barres. En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un second transformateur est ajouté et le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième (et quelque fois plus) transformateur est ajouté en double attache.

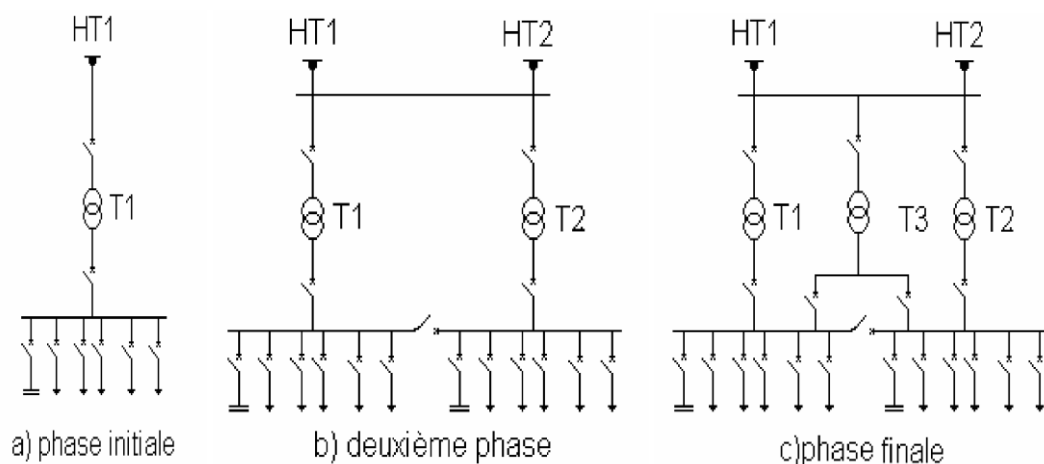


Figure I-5 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA [7]

Chapitre I

Le poste source contribue :

- 1- -à la mesure des flux d'énergie (équipement de comptage d'énergie)
- 2- Au changement tarifaire par la télécommande centralisée (175hz)
- 3- A la sûreté du réseau de transport par le système de délestage
- 4- A la qualité et à la commuté de l'alimentation électrique par les systèmes de réenclenchement automatique, de réglage de la tension et de compensation du réactif.

I.5.2) La protection des postes-sources :

Les systèmes de protection, de commande et de contrôle des postes-sources ont évolué par paliers techniques.

A celui des protections indirectes (électromécaniques puis électroniques) a succédé le palier analogique dit des « protections sans alimentation auxiliaire » dont le déploiement a débuté en 1986. Simultanément, la technologie numérique faisait son entrée dans l'environnement très perturbateur (au plan électromagnétique) du poste-source ; dans un premier temps, elle fut cantonnée aux équipements modulaires de commande et de contrôle : consigneur d'état, synoptique de conduite locale et équipement de télé conduite, automate de gestion des émissions à 175 Hz.

Le palier des « Protections et Contrôle Commande Numérique » (PCCN) a été défini et doit équiper à terme les ouvrages neufs et remplacer les matériels anciens nécessitant un maintien en conditions opérationnelles trop coûteux. Ce choix de la technologie numérique pour les protections, les automates, les télésignalisations, la télécommande et les télémessures vise à faciliter les évolutions du plan de protection (téléparamétrage, modifications logicielles) et à gagner en fiabilité du système (autotest des matériels). Les interventions seront facilitées par l'utilisation d'outils informatiques de maintenance et de configuration. [8]

I.6) Réseaux de distribution :

En Algérie, la tension nominale des réseaux de distribution HTA est de 5.5 kV ,10 kV et 30 kV. Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée une structure radiale est une structure arborescente ; cette structure arborescente simplifie considérablement le système de protections puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT

Chapitre I

et les consommateurs finaux. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intègre dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée. Nous utiliserons des diagrammes unifilaires pour représenter nos modèles et pour faire les analyses du réseau. [6]

I.7) Structures topologiques des réseaux [8]:

I.7.1) Réseau radial :

Si l'énergie transportée par un réseau vers un client y parvient par un seul parcours, on parle de distribution radiale. (Utilisé pour le réseau rural).

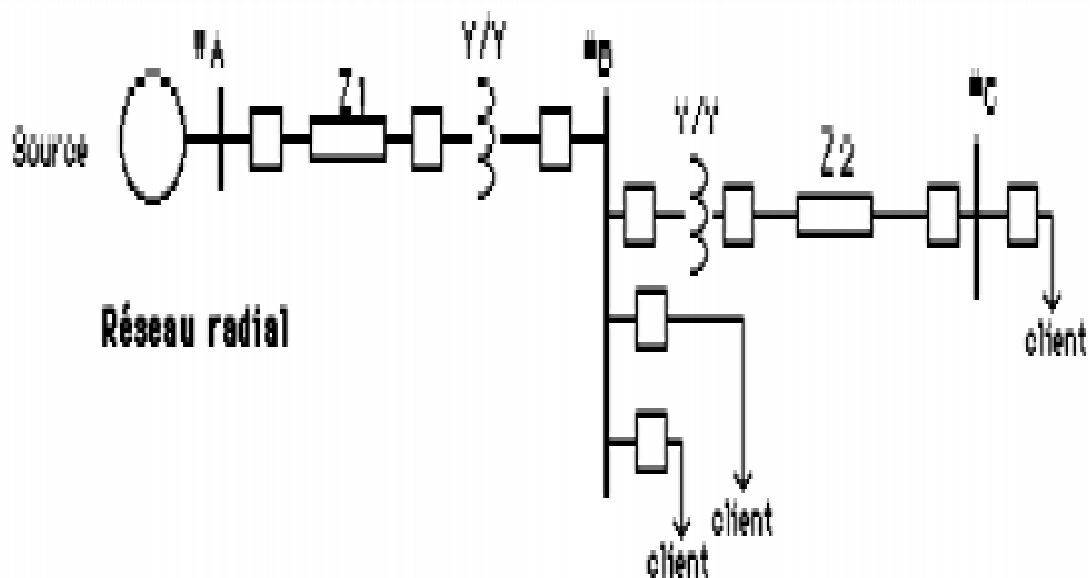


Figure I-6 : schéma d'un réseau radial. [8]

I.7.2) Réseau bouclé :

Si l'énergie transportée par un réseau vers un client y parvient par plusieurs parcours, on parle de distribution bouclée. (Utilisé pour les réseaux de répartition)

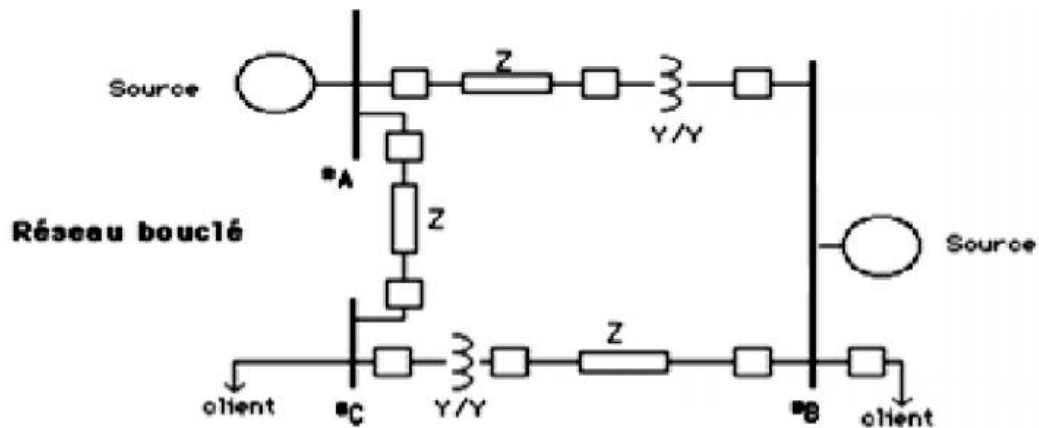


Figure I-7 : schéma d'un réseau bouclé. [8]

I.7.3) Réseau maillé :

Les réseaux maillés sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées formant ainsi une structure analogue à la maille d'un filet. Ils sont utilisés pour les réseaux de distribution à basse tension et pour les réseaux de transport.

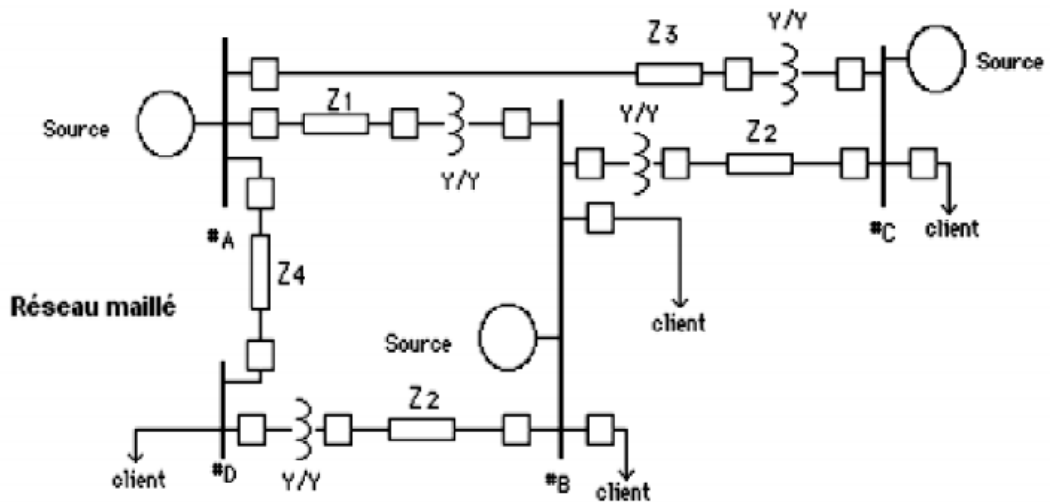


Figure I-8 : schéma d'un réseau maillé. [8]

I.8) Lignes électriques aériennes et souterraines

L'électricité est distribuée au moyen de lignes aériennes et de câbles. Le choix en faveur d'une ligne aérienne dans certains cas ou en faveur d'un câble dans d'autres dépend de divers facteurs : possibilités techniques, topologie des lieux, coûts élevés des lignes souterraines, ainsi que les questions de protection du paysage et de sécurité de l'approvisionnement. [10]

Chapitre I

I.8.1) Lignes électriques aériennes :

Une ligne aérienne comprend des poteaux ou des pylônes supportant des circuits électriques isolés formés de trois conducteurs. Les conducteurs sont fixés par des isolateurs. Ces conducteurs sont en cuivre massif nu, ont une section pouvant atteindre jusqu'à 50mm^2 et sont formés d'un ensemble de fils torsadés pour des sections plus importantes. [10]

I.8.1.1) Pylônes de lignes aériennes :

On distingue divers types de construction pour les pylônes de lignes aériennes. Le type de support utilisé désigne en outre le type de la ligne.

- **Simples poteaux en bois :**

Les essences de bois utilisées sont presque toujours des résineux que l'on imprègne de produits antiseptiques pour les protéger contre les attaques biologiques par insectes et champignons. Pour plus de précision, on peut se reporter à la norme NF C 67-100. Cette norme fixe les conditions relatives au bois (pin, sapin, épicéa, douglas ou mélèze), les modes de traitement des poteaux et leurs conditions de réception.

- **Poteaux en béton armé :**

Les poteaux en béton armé sont généralement obtenus par moulage ; ils comprennent une armature longitudinale faite de ronds en acier maintenus par des étriers. L'armature est mise en place dans le moule et convenablement positionnée à l'aide de cales en béton ; cette opération demande à être faite avec beaucoup de soin afin d'éviter un décentrement préjudiciable à la fois à la conservation du poteau (couverture de béton insuffisante) et à son comportement mécanique.

- **Poteaux en acier :**

Quel que soit l'effort appliqué, les tubes et profilés d'acier se prêtent naturellement à la fabrication de toute espèce de support ou d'élément de support que l'on peut désirer (ferrures d'armement pour les supports en bois et en béton, poteaux formés d'une simple poutrelle en fer ou de section plus compliquée, pylônes à treillis de toutes formes et de toutes dimensions). Une des caractéristiques intéressantes des ensembles composés en acier est qu'ils peuvent se transporter et se monter par éléments, car leur assemblage est pratiquement toujours réalisé par boulonnage. Dans un élément, certains assemblages de barres peuvent se faire par soudure. Cette technique est fréquemment utilisée sur les pylônes constitués d'éléments tubulaires, où la réalisation de pièces de jonction est très complexe. [11]

- **Poteaux en alliage d'aluminium :**

Chapitre I

Certains alliages d'aluminium (magnésium et silicium) ont été utilisés pour la réalisation de pylônes, pratiquement toujours dans des régions définies soit par leur agressivité (bord de mer ou proximité de complexes sidérurgiques ou chimiques), soit par leur relief (difficultés d'accès). [11]

I.8.1.2) Les câbles conducteurs :

Pour transporter le courant, on utilise des câbles conducteurs qui sont portés par les pylônes. Le courant utilisé étant triphasé, il y a trois câbles (ou faisceaux de câbles) conducteurs par circuit. Les lignes sont soit simples (un circuit), soit doubles (deux circuits par file de pylônes). Chacune des phases peut utiliser 1, 2, 3 ou 4 câbles conducteurs, appelés faisceaux. Les câbles conducteurs sont « nus » c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.

Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés. On utilise en général des conducteurs en aluminium, ou en alliage aluminium-acier ; on trouve aussi des conducteurs composés d'une âme centrale en acier sur laquelle sont tressés des brins d'aluminium. [11]

I.8.1.3) Câbles de garde :

Les câbles de garde ne conduisent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitant le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en acier. Au centre du câble d'acier on place par fois un câble fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant. [11]



Figure 0-1: Un fibre optique insérée dans un câble de garde. [11]

I.8.1.4) Les isolateurs :

L'isolation entre les conducteurs et les pylônes est assurée par des isolateurs (chaînes d'isolateurs). Ceux-ci sont réalisés en verre, en céramique, ou en matériau synthétique. Les isolateurs verre ou céramique ont en général la forme d'une assiette.

Chapitre I

On les associe entre eux pour former des chaînes d'isolateurs. Plus la tension de la ligne est élevée, plus le nombre d'isolateurs dans la chaîne est important.



Figure I-10 : Un isolateur en verre. [11]

I.8.1.5) Les Parafoudres :

Les parafoudres sont des appareils destinés à limiter les surtensions imposées aux transformateurs, instruments et machines électriques par la foudre et par les manœuvres de commutation. La partie supérieure du parafoudre est reliée à un des fils de la ligne à protéger et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance, généralement de moins d'un ohm.



Figure I-11 : Un parafoudre. [11]

I.8.1.6) Eclateurs à cornes :

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre. A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel.

Chapitre I

La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur

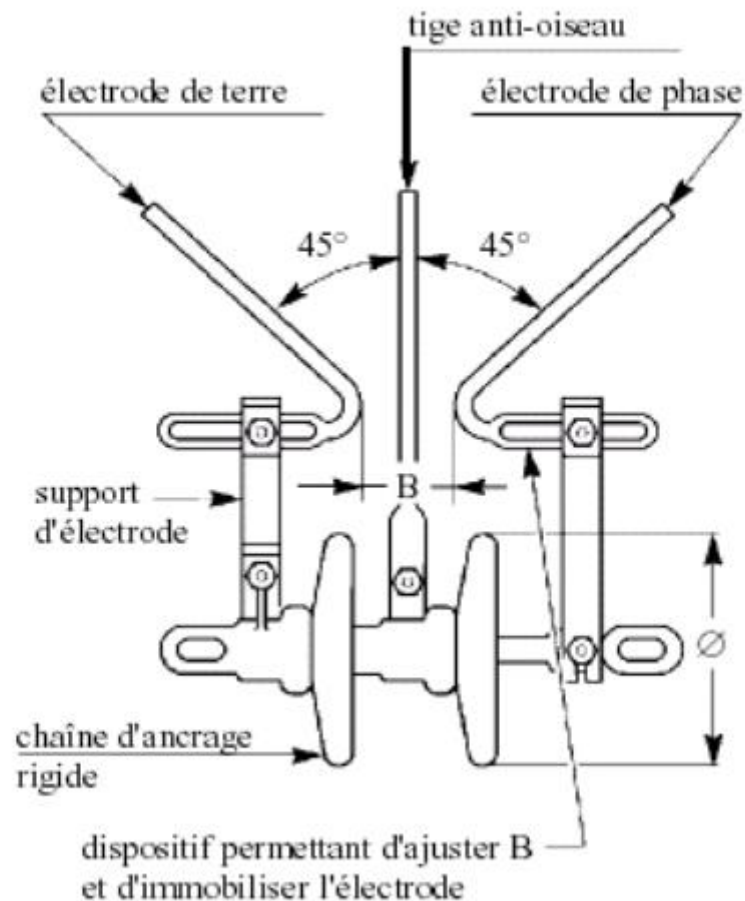


Figure I-12 : Eclateur MT avec tige anti-oiseaux. [11]

I.8.1.7) Disjoncteurs :

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales de service et dans les conditions anormales spécifiées (court-circuit). C'est l'appareil de protection par excellence, capable d'une totale capacité d'intervention sans provoquer de surtension excessive sur le réseau.



Figure I-13 : Disjoncteur 800kv. [11]

I.8.1.8) Les fusibles :

Il est utilisé soit directement comme un dispositif de coupure soit indirectement, connecté au circuit secondaire d'un transformateur de courant, avec un contact de fusion donnant un ordre de déclenchement au disjoncteur. L'inconvénient majeur de ces dispositifs réside dans le fait qu'ils sont endommagés par les défauts et qu'ils ont une faible sensibilité. L'exploitant doit disposer d'un grand nombre de fusibles de rechange pour les différents calibres.

La grande variété de réseaux électriques impose des modèles de fusibles de différentes natures selon l'application.

Il s'agit :

- Des fusibles de type intérieur installés dans des tableaux HT en amont des transformateurs,
- Des fusibles de type extérieur servant de protection aux transformateurs aériens.
- Des fusibles immergés dans la cuve du transformateur.

I.8.1.9) Interrupteurs :

Pour isoler un élément de réseau HTA, on dispose d'interrupteurs à commande mécanique (IACM) ; ils sont de deux types :

Chapitre I

- Type I : Intensité nominale 200 (A), de pouvoir de coupure 31,5 ou 50 (A) de charge principalement active, et 200 (A) de charge de boucle, et de pouvoir de fermeture 10 (kA) efficace sous 24 (kV).
- Type II : Intensité nominale 400(A), de pouvoir de coupure 100 (A) de charge principalement active, et 400 (A) de charge de boucle, et de pouvoir de fermeture 10 (kA) efficace sous 24 (kV). Cet appareil peut être transformé en appareil télécommandé (IAT) ou en interrupteur automatique à ouverture dans le creux de tension (IACT).

Les appareils de coupure type IACM sont de conception simple et robuste. Leur montage se fait en horizontal sur poteaux : Béton, Métallique ou Bois.

I.8.2) Les lignes souterraines :

La structure des réseaux souterrains est un seul type de ligne : les dorsales. Ces réseaux de faible longueur et forte section des conducteurs sont le siège de chute de tension réduites. De ce fait, et tenant compte de l'importance des incidents, il sera prévu une réalimentation soit par les réseaux voisins soit par un câble de secours. [13]



Figure I.14 : Des travaux sur les lignes souterraines. [13]

Chapitre I

I.8.3) Comparaison entre les lignes aériennes et les lignes souterraines :

Les lignes aériennes reviennent n fois meilleur marché que les câbles. En cas de très haute tension, des problèmes se posent pour les longues étendues de câbles. En revanche, les câbles sont mieux protégés contre les avaries extérieures (foudre, tempête) que les lignes aériennes. Les défaillances sont plus rapidement décelables sur les lignes aériennes. Les réparations sont simples à mener pour les lignes aériennes ; pour les câbles au contraire, elles exigent de gros travaux. Les lignes aériennes peuvent toute fois déranger dans le paysage.

I.9) Catégories des charges :

Selon la nature des récepteurs on peut classifier les charges en trois grandes catégories :

- **La première catégorie :**

Dans cette classe les récepteurs ne permettent que moins de deux secondes d'arrêt d'alimentation comme les hôpitaux et les zones militaires.

- **La deuxième catégorie :**

Pour cette classe, les récepteurs acceptent un arrêt de moins de deux heures, comme les usines.

- **La troisième catégorie :**

Dans cette dernière catégorie, l'arrêt peut être de plus de 24 heures. Comme l'éclairage public et les domiciles.

I.10) Conclusion :

On a vu dans ce chapitre une étude générale du réseau électrique, avec l'étude de ses différents composants nécessaires à la production, au transport, à la distribution et à la livraison de l'énergie électrique. Le but premier d'un réseau d'énergie est de pouvoir alimenter la demande des consommateurs. Comme on ne peut encore stocker économiquement et en grande quantité l'énergie électrique il faut pouvoir maintenir en permanence l'égalité :

$$\text{Production} = \text{Consommation} + \text{pertes.}$$

Chapitre II :

Systeme de distribution électrique

II.1) Introduction :

Les réseaux de distribution électrique représentent un élément très important dans la chaîne du flux d'énergie électrique, qui débute dans les centrales de production et qui se termine chez des clients particuliers ou industriels. La fonction des réseaux de distribution est donc de distribuer l'énergie électrique à partir des postes haute tension vers des clients en adaptant si nécessaire le niveau de tension. [14]

II.2) Le réseau HTA:

Le réseau HTA est constitué par l'ensemble des départs issus des postes-sources. Le nombre de départs par poste-source varie de moins d'une dizaine à une cinquantaine. Les départs HTA alimentent les postes des clients raccordés en HTA et les postes HTA/BT dits « de distribution publique » servant à l'alimentation des clients basse tension.

Le niveau de la tension en HTA est 20 kV entre phases. Il a été retenu dans les années 60 en considérant :

- La faiblesse relative des densités de charge consommatrice en zone rurale nécessitant des départs HTA longs. Le palier 20 kV a permis d'alimenter sans chute de tension excessive des points éloignés des postes sources existants et de limiter ainsi le nombre d'injections HTB/HTA à créer.
- La possibilité de réutiliser une part importante des ouvrages construits suivant l'ancien palier 15 kV, en particulier les câbles HTA souterrains des zones urbaines ou périurbaines.
- Les développements technologiques limités, par rapport au palier 15kV, permettant de maîtriser rapidement les coûts d'approvisionnement des nouveaux matériels 20 kV.

En règle générale et par construction l'ossature d'un départ HTA est bouclée pour permettre de réalimenter rapidement la clientèle suite à coupure due à un incident. Ce bouclage est également utilisé pour assurer le secours du poste source.

Le régime de protection des réseaux HTA est celui de la mise à la terre du neutre en un seul point, au transformateur HTB/HTA du poste-source, par l'intermédiaire d'une résistance. Cette disposition doit être progressivement remplacée par la technique du neutre compensé (impédance variable en continu en fonction des caractéristiques du réseau). Le neutre n'est donc pas distribué sur le réseau HTA.

Chapitre II

Les zones urbaines sont desservies en souterrain et les zones rurales (faible densité de consommation électrique) sont alimentées par des lignes aériennes ou mixtes - en partie souterraines, en partie aériennes.

II.2.1) L'alimentation en HTA des zones rurales :

- Les liaisons de poste-source à poste-source peuvent être remplacées par des liaisons ayant leurs extrémités sur le même poste-source mais sur deux demi-jeux de barres différents. Des portions de départs peuvent ne pas être « bouclables » : ce sont les antennes HTA.

Sur les départs aériens, le raccordement direct de transformateurs HTA/BT (sur poteau ou sur socle en « bas de poteau »), sans protection, a longtemps été la règle. Désormais, l'introduction de fusibles dans les transformateurs évite en cas d'avarie transformateur, l'interruption du courant sur la ligne entière et la pollution de l'environnement.

Aujourd'hui, la structure cible d'un départ HTA rural est le réseau mixte : ossature souterraine et dérivations aériennes. En cas de défaut sur un câble souterrain, la durée de réparation est d'environ douze heures ; les antennes HTA peuvent être réalisées en souterrain lorsqu'on dispose d'un moyen de réalimentation rapide des charges sur incident (groupes électrogènes...).

La longueur du réseau aérien décroît mais représente encore à fin 2004 près de 65% de réseau HTA.

Les lignes aériennes d'ossature sont formées de portées courtes, et de conducteurs de forte section sur isolateurs suspendus. Les lignes aériennes de dérivation sont réalisées sur isolateurs rigides avec des conducteurs de section plus faible. Les lignes aériennes sont calculées pour résister à une surcharge de givre minimale de 1 kg/m, pouvant aller jusqu'à 8 kg/m si nécessaire.

II.2.2) L'alimentation en HTA des zones urbaines denses et des zones péri-urbaines :

Plusieurs schémas de réseau sont possibles. Sont à examiner les paramètres suivants :

- La faculté de secourir les postes-sources, ce qui représente un objectif important en urbain où la perte d'un poste-source est considérée comme ne devant pas entraîner de gêne prolongée pour les clients,
- Le coefficient d'utilisation de la capacité des ouvrages en marche normale,
- Le niveau des pertes électriques par effet Joule.

Chapitre II

Les structures HTA en urbain se caractérisent en premier lieu par le mode de raccordement des points de charge - les postes « client HTA » et les postes HTA/BT de distribution publique. On distingue deux modes de raccordement :

- **Le raccordement en « coupure d'artère »** : Les postes sont insérés en série sur une canalisation principale appelée « ossature » par l'intermédiaire de deux câbles.

L'ossature est exploitée en permanence ouverte à l'un des postes pour éviter un bouclage entre deux sources. La continuité de l'ossature est assurée par les jeux de barres des postes qu'elle alimente. A partir de ce raccordement, on distingue trois «structures types » de départ HTA urbain ou péri-urbain :

- La structure en «coupure d'artère » proprement dite. Les départs HTA sont, en régime normal d'exploitation, chargés à la moitié de leur capacité et « bouclables » sur un autre poste-source. Cette structure simple est la plus courante,
- la structure en maille. Les départs HTA forment une boucle coupée en plusieurs tronçons, chaque tronçon étant relié à d'autres postes sources ou à d'autres boucles. Ce schéma est appliqué dans les zones les plus denses. Il offre un bon coefficient d'utilisation durés eau mais présente une plus grande complexité d'exploitation que la structure évoquée ci-dessus,
- la structure en « fuseau » ou en « épi » - Les départs HTA sont chargés à leur capacité maximale et sont secourus par un câble spécialisé maintenu sous tension à vide à raison d'un câble de secours pour 4 à 6 câbles d'alimentation. Le coefficient d'utilisation associé à cette structure peut dépasser 80 %. En pratique, pour réduire les pertes Joule, on limite la charge à 70 % sur chaque départ. Cette structure a deux points faibles : le risque de pannes simultanées sur plusieurs départs l'absence de possibilité de secours du poste source.

- **Le raccordement en « double dérivation »** : Les points de charge sont desservis par deux câbles posés en parallèle, l'un de travail et l'autre de secours. Les points de charge sont équipés de deux interrupteurs et d'un permutateur à manque de tension autorisant le basculement automatique de l'alimentation « travail » sur l'alimentation « secours » en cas de défaut sur l'alimentation de travail. Cette structure est réservée aux zones urbaines denses en raison de son coût important en investissement et en entretien (installation de permutateurs, d'appareillage de sectionnement intermédiaire sur les départs HTA permettant une exploitation rationnelle de la structure d'ensemble).

II.3) La protection du réseau HTA :

Le réseau HTA comporte des automatismes de remise sous tension après une défaillance temporaire. La majorité des défauts sur les ouvrages aériens sont monophasés (un conducteur venant accidentellement en contact avec la terre). Les contacts provoquant un court-circuit entre deux phases ne représentant guère que 20% des cas. Face à ce constat, différentes parades ont été mises en œuvre :

Dans les années 1960, la politique de mise à la terre du neutre HTA consistait à installer une impédance de limitation du courant de défaut franc à la terre (limitation à 1 000 A sur les réseaux souterrains urbains, à 300 A sur les autres). Les conséquences de ces dispositions techniques étaient la détection et la mise hors tension du départ HTA siège d'un défaut d'isolement et la limitation, au moment du défaut, des surtensions à une valeur compatible avec les niveaux d'isolement des matériels HTA et BT. De type ampèremétrique, le système de protection était de conception simple et de bonne sensibilité. Le plan de protection et d'automatisme a consisté à programmer une série d'ouvertures et fermetures du disjoncteur du départ HTA sur détection de défaut (cycles de réenclenchements rapides et lents).

Dans les années 80, les utilisateurs devenant de plus en plus sensibles aux défaillances du réseau, des disjoncteurs shunts ont été installés pour éliminer les défauts fugitifs sans provoquer d'interruption (mise à la terre volontaire pendant une très courte durée de la phase en défaut pour annuler temporairement la différence de potentiel entre le conducteur défaillant et la terre et provoquer l'extinction de l'arc électrique).

A partir de 2001, le développement des réseaux souterrains en rural sur de longues distances conduit à installer des protections plus complexes et à l'adoption du régime de neutre compensé. Seuls les départs aériens et mixtes sont concernés, leurs caractéristiques évoluant fortement. En effet la proportion de souterrain s'accroît,

La technologie des nouveaux câbles HTA affiche des caractéristiques capacitatives supérieures, la réglementation européenne relative à la sécurité du public évolue vers un abaissement des valeurs de montées en potentiel admissibles sur le réseau. Le régime du neutre compensé limite la valeur du courant de défaut monophasé à 40 A, les valeurs des prises de terre étant conservées sur les réseaux. Les protections des clients HTA et celles des installations de production indépendante sont complétées. [15]

II.4) Les types des postes HTA:

On peut classer les postes suivant les fonctions qu'ils assurent selon :

II.4.1) Leur fonction :

II.4.1.1) Poste de distribution publique (DP):

Il est au service de plusieurs clients, dont l'énergie est délivrée en basse tension. Il est placé soit dans un bâtiment soit sur un support [13].

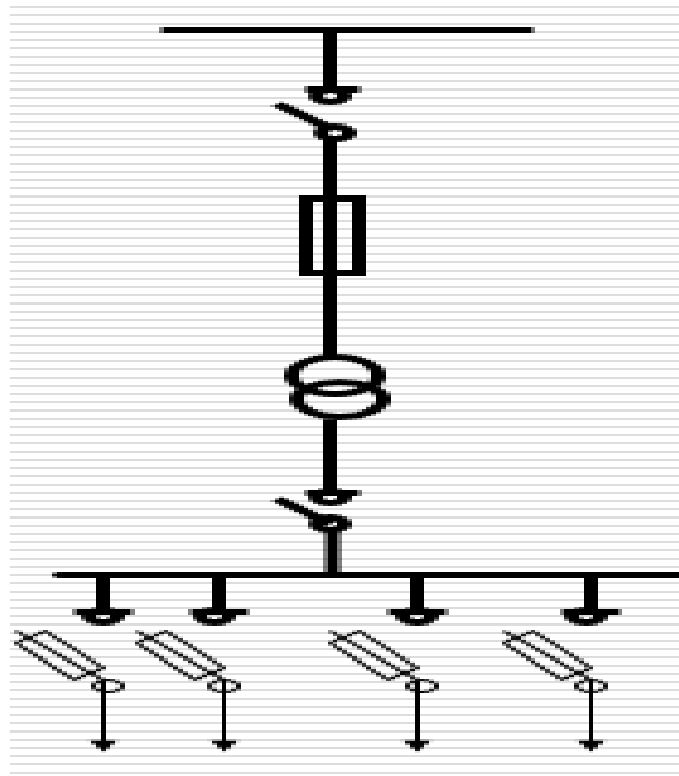


Figure II-1 : Poste de distribution publique. [13]

II.4.1.2) Les postes mixtes (DP/L) :

Dans ces postes on trouve deux parties une installation DP et une autre pour le client. Ces postes sont classés selon la puissance transmise.

II.4.1.3) Poste de livraison (L) ou client :

Ce sont des postes de transformation alimentant des clients dont leurs puissances installées dépassent 25 KVA.

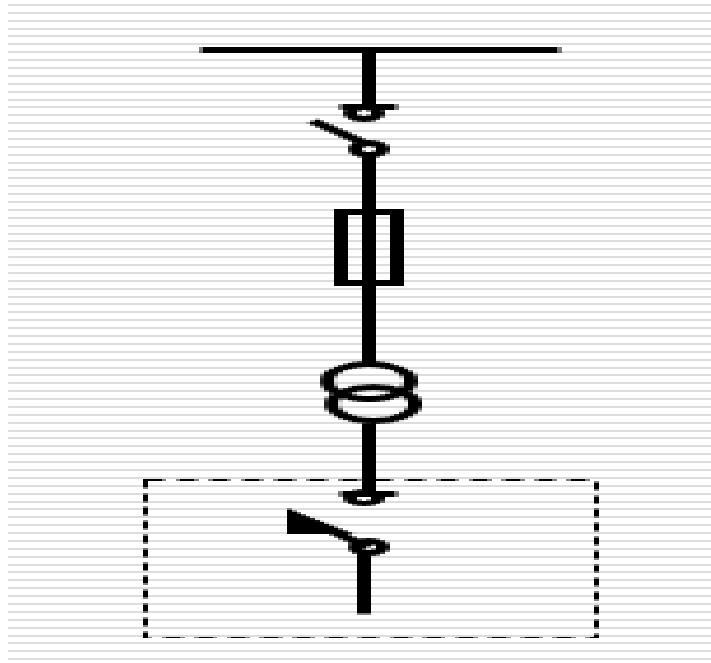


Figure II-2 : Poste de livraison. [13]

II.4.2) Leur puissance :

II.4.2.1) Le poste HT/HTA :

Ces postes de transformations comprennent les parties suivantes :

Etage HT : se trouvant à l'extérieur il comprend des arrivées HT ; Jeux de barres ; Transformateurs et Protections (parafoudre, sectionneurs...).

Etage HTA :

Cellules arrivées : elles assurent la liaison entre le transformateur de puissance HT/HTA qui se trouve à l'extérieur et le jeu de barres HTA 30 qui se trouve à l'intérieur du bâtiment « moyenne tension », la liaison se fait en souterrain.

Cellules départs : elles assurent la liaison entre le jeu de barres HTA et le réseau de distribution aérien ou souterrain.

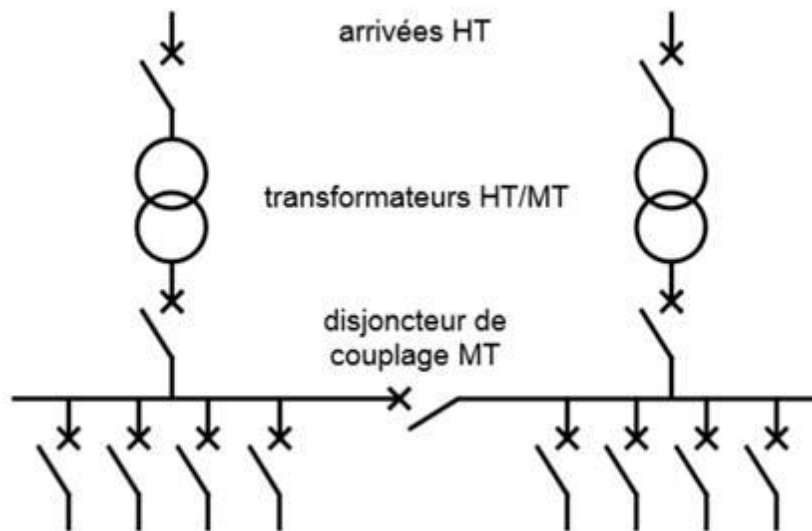


Figure II-3: Poste HTB/HTA. [13]

Le poste HTB/HTA en distribution publique : Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution HTA (ou MT).

Sa fonction est d'assurer le passage de la HTB à la HTA. Son schéma type comporte deux arrivées HT, deux transformateurs HT/HTA, et de 10 à 20 départs HTA.

Ces départs alimentent des lignes en aérien et/ ou des câbles en souterrain. [16]

II.4.2.2) Le poste HTA/HTA (ou MT/MT):

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions :

- assurer la démultiplication des départs HTA en aval des postes HT/HTA. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées HTA et de 8 à 12 départs HTA.
- assurer le passage entre deux niveaux HTA. De tels postes HTA/HTA intègrent des transformateurs. Ils sont nécessaires dans certains pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau HTA (On trouve à Constantine deux tensions HTA : 10KV et 30KV). [16]

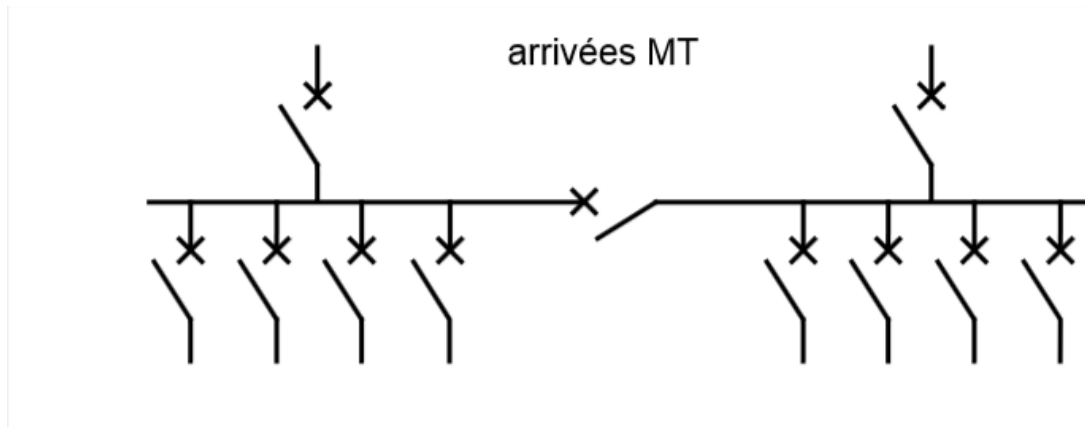


Figure. II-4: Poste HTA/HTA. [16]

II.4.2.3) Le poste HTA/BT :

Le poste HTA/BT en distribution publique est localisé entre le réseau de distribution HTA et le réseau de distribution BT, cet ouvrage est pour:

Assurer le passage de la HTA à la BT. Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple.

Comparativement au poste HTA/HTA, en particulier, l'appareil de base HTA utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur. Ces postes sont constitués de quatre parties :

- L'équipement HTA pour le raccordement au réseau amont ;
- Le transformateur de distribution HTA/BT ;
- Le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT) ;
- Et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents [16].

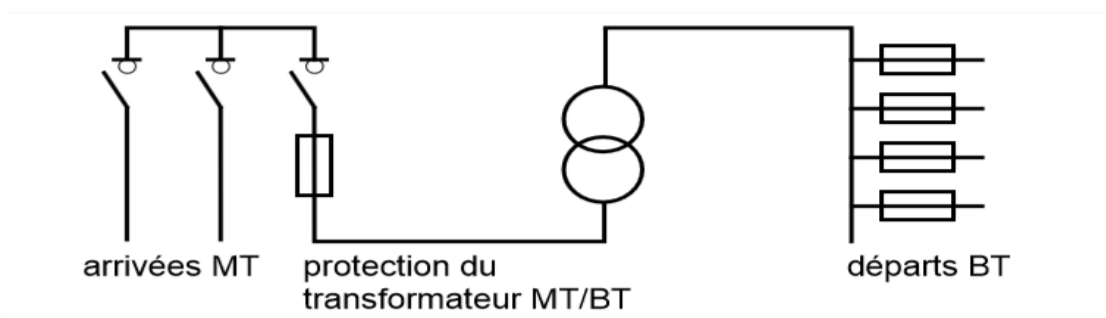


Figure II-5: Poste HTA/BT. [16]

Chapitre II

• Les postes de livraison HTA/ BT :

On peut classer les postes HTA/BT en deux catégories.

a. Les postes d'extérieur :

Poste sur poteau :

Puissances 25 – 50 – 100 kVA. Postes économiques, de faible puissance ($\leq 160\text{kVA}$), Comprend un transformateur, un disjoncteur, éclateurs ou parafoudre, sectionneur. Ils sont raccordés en groupe et en aval. Ces postes peuvent être de type distribution publique, de livraison mais rarement mixte.[18]

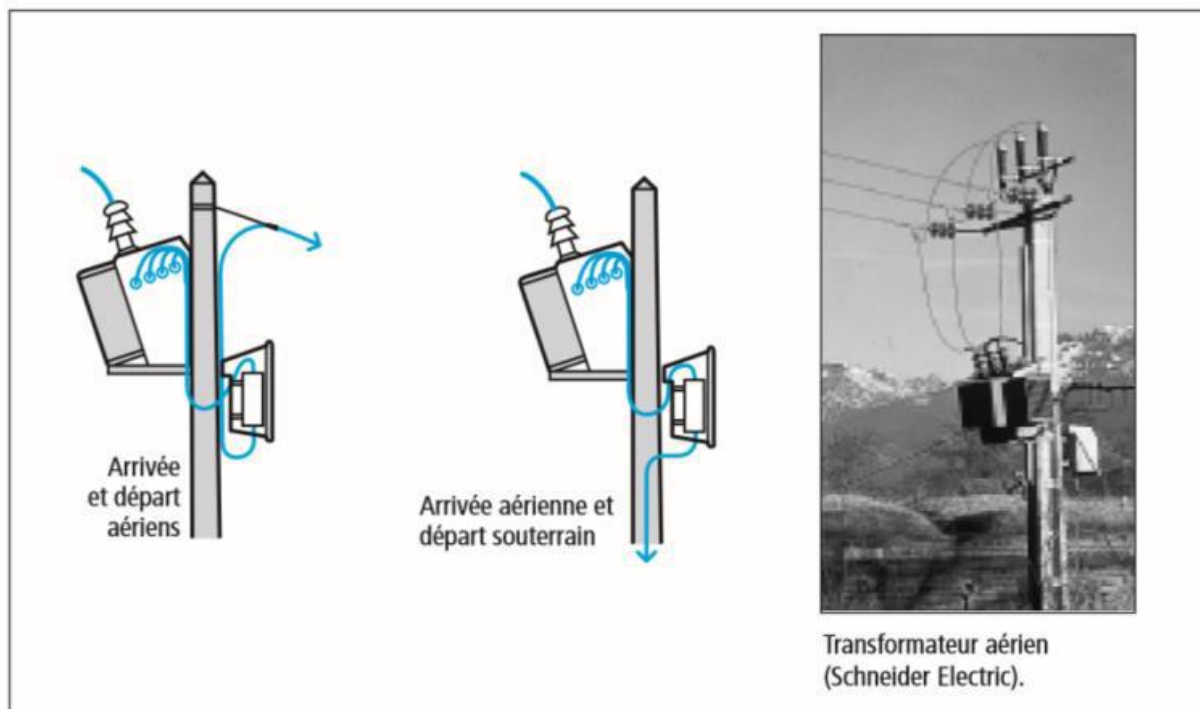


Figure. II-6: Exemple de raccordement d'un poste sur poteau. [18]

b. Les postes d'intérieur :

- Postes ouverts maçonnés ou préfabriqués ;
- Postes en cellules préfabriquées métalliques.

Les puissances sont comprises entre 100 et 1 250 kVA.

Le comptage BT doit être remplacé par un comptage HT dès que l'installation dépasse 2000 A, ou s'il existe plusieurs transformateurs.[18]

- Postes de livraison HTA à comptage BT ;
- Poste de livraison HTA à comptage HTA et sous stations éventuelles HTA/BT ;

Chapitre II

- Répartition HTA et sous stations HTA/BT ou HTA/HTA ;
- Les puissances sont comprises entre 100 et 1 250 kVA.

II.5) Composition d'un départ HTA :

Un départ HTA est issu d'une rame alimentée par un transformateur HTB/HTA. Il est composé de ce qui suit :

II.5.1) Cellule départ :

La cellule du départ HTA comprend une partie du jeu de barres alimentées par le transformateur HT, le disjoncteur qui est le moyen de coupure et de manœuvres, les TC, la protection qui est composée par des relais destinés à recevoir les réglages à afficher qui vont par la suite commander le fonctionnement du disjoncteur (ouverture et fermeture), donc fournir ou couper l'alimentation en énergie électrique. On trouve aussi des sectionneurs qui servent à isoler le disjoncteur (en hors tension) pour des éventuelles actions d'entretien. [13]

II.6) Le réseau BT:

Le réseau BT est composé des départs issus des postes de transformation HTA/BT. Sauf cas particulier, la meilleure structure est la plus simple : moins de connectique possible, moins de longueur possible. Quelques points de tronçonnement sont néanmoins réalisés et servent, entre autres, au raccordement d'un groupe électrogène. Aucun bouclage n'est en principe réalisé sur le réseau BT, toute longueur supplémentaire entraînant des dépenses d'investissement et une augmentation du risque d'incidents.

Un poste rural, sur poteau ou en cabine simplifiée, peut alimenter un ou deux départs BT. Un poste urbain en cabine, enterré ou en immeuble, peut alimenter de un à huit départs. La longueur des départs BT est limitée par l'intensité et les chutes de tension admissibles : 100 à 200 mètres en souterrain, quelques centaines de mètre en aérien.

Dans les zones alimentées en souterrain, un poste de transformation HTA/ BT peut desservir :

- 120 à 150 maisons individuelles (50 à 60 avec chauffage électrique),
- 250 à 300 logements en immeuble collectif groupé (100 à 130 avec chauffage électrique).

Les lignes aériennes sont construites en faisceaux de conducteurs isolés sur poteaux ou sur façade. La structure du réseau BT est radiale, comme le réseau HTA. Les liaisons de secours entre lignes BT sont réservées aux cas exceptionnels. Le mode de protection est du type

Chapitre II

« TT », avec neutre distribué en réseau, neutre et masses métalliques étant mis à la terre par des prises distinctes.

La normalisation de la tension BT a donné lieu à d'importants programmes de changement de tension entre pris dans les années 50. Ils ont conduit à la disparition quasi complète de la tension B1 127/220V (moins de 1 pour mille des postes HTA/BT délivre du B1). Après avoir été long temps fixée à 220/380V, la tension à la norme B2est passée à 230/400V par arrêté du 29 mai 1986.

Le branchement BT est l'ouvrage compris entre le réseau BT et l'origine de l'installation intérieure de l'utilisateur. Il ne dessert qu'un utilisateur. Les nouveaux branchements sont dimensionnés à 18 kVA et sont réalisés en monophasé (2 fils - 90 A), sauf si les besoins de l'utilisateur l'exigent (machine triphasée) ou si le réseau n'est pas de capacité suffisante pour desservir dans de bonnes conditions la puissance en monophasé.

Pour les puissances supérieures, les branchements sont triphasés, jusqu'à la limite de 250 kVA.

Au point de raccordement des branchements au réseau BT, il n'y a pas d'appareillage de coupure.

L'alimentation d'un utilisateur devant, toute fois, pouvoir être interrompue depuis le domaine public, le point de coupure est situé à la limite de sa propriété. Il est en général constitué par un jeu de fusibles placé en amont du comptage.

Le disjoncteur de branchement est un appareil à fonctions multiples qui assure :

- la protection contre les courts-circuits,
- la protection différentielle,
- la fonction de coupure au point frontière entre réseau et installation intérieure,
- la fonction de limitation de la puissance appelée à la valeur de la puissance souscrite.

L'UTE distingue le domaine du branchement, qu'elle traite dans la norme UTE C14-100, et celui de l'installation intérieure, dans la norme UTE C15-100 . [14]

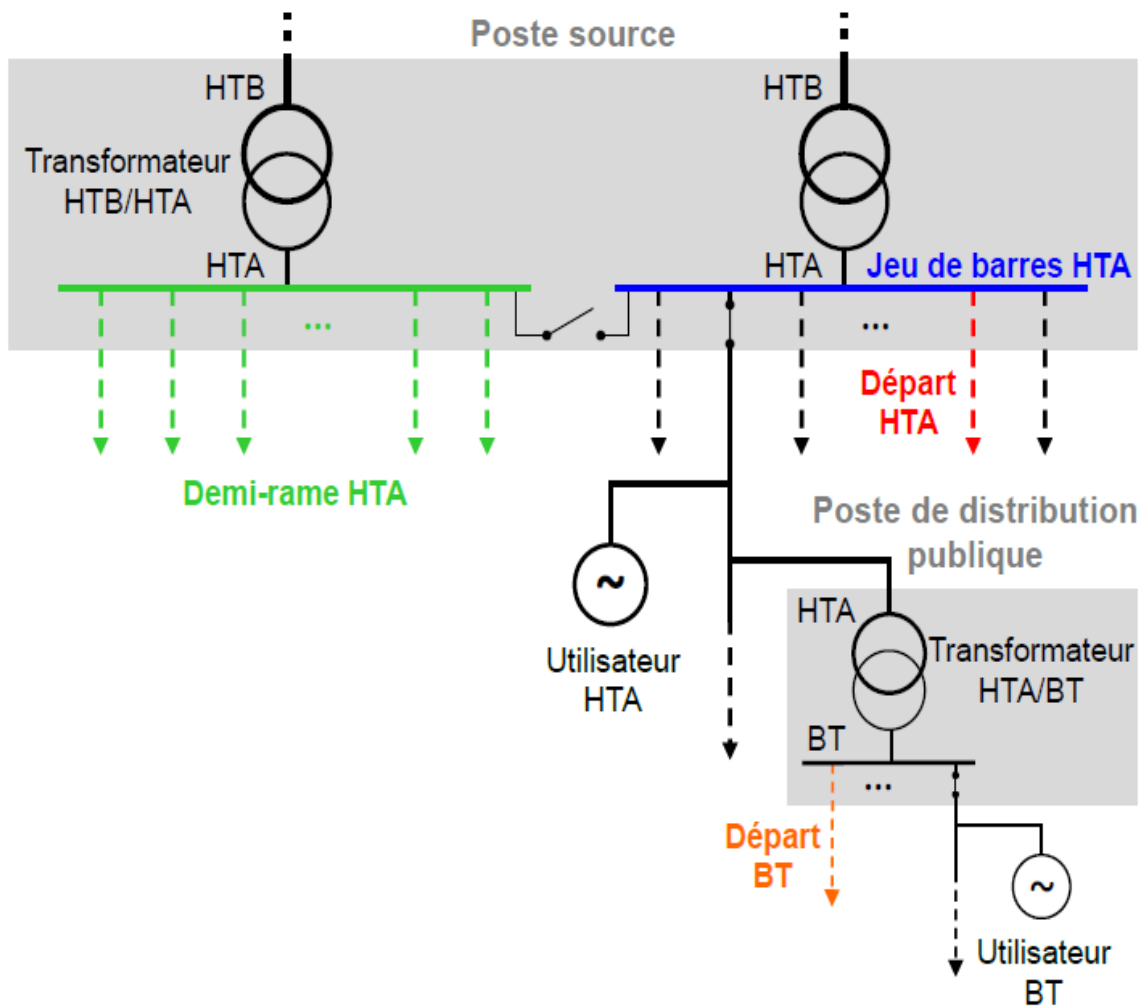


Figure II-7: Illustration de la structure du réseau public de distribution.

II.7) Objectifs de la planification :

Le problème de la planification des réseaux de distribution électrique consiste à développer le réseau à moindre coût afin d'assurer l'alimentation des consommateurs tout en respectant des exigences :

– sur la fiabilité et la qualité de l'électricité fournie. Nous définissons ici l'ensemble des objectifs de la planification pris en compte pour la conception de l'architecture de réseau de distribution. On commence par la description des critères de fiabilité exprimés sous forme d'indices, en suite on présente les critères électrotechniques et on clôt cette section par la présentation des critères économiques. [14]

Chapitre II

II.7.1) Indices de fiabilité :

Le *SAIFI* (en anglais : *System Average Interruption Frequency Index*) traduit la fréquence des défauts (coupures) dans le système par année et par client. Il peut être calculé de manière élémentaire pour un tronçon (partie du réseau) borné par deux organes de coupures grâce à l'équation (I-1).

$$SAIFI_i = \frac{(Nbr\ clients\ coupes)_i * (Nbr\ coupures)_i}{(Nbr\ total\ de\ clients)_i} \quad (II-1)$$

Dans l'équation (I-1) nous utilisons les notations "Nbr client coupés" qui est le nombre de clients coupés par année sur ce tronçon, "Nbr coupures" qui est le nombre de coupures totales par an et "Nbr total de clients" qui est le nombre total de clients toujours sur le tronçon considéré.

Dans ce cas, si certains consommateurs ont été coupés plus d'une fois, chaque coupure est considérée comme indépendante. Ainsi donc, SAIFI indique combien de fois par an il y a eu des coupures dans l'alimentation d'un consommateur moyen.

L'indice *SAIDI* (en anglais : *System Average Interruption Duration Index*) donne la durée moyenne d'interruption de l'approvisionnement d'un consommateur final dans un tronçon d'approvisionnement du gestionnaire de réseau pendant la période considérée [20]. Il se calcule par la formule (I-2)

$$SAIDI_i = \frac{(Durree\ de\ la\ coupure\ du\ tronson)_i * (Nbr\ clients\ coupes)_i * (Nbr\ coupures)_i}{(Nbr\ total\ de\ clients)_i} \quad (II-2)$$

L'indice *END* représente *l'Energie Non Distribuée* pendant la durée des coupures par an pour l'ensemble des clients du tronçon *i*. Cet indice est exprimé par la formule (II-3).

$$END_i = \frac{(Puissance\ coupée)_i * (Durree\ de\ la\ coupure\ du\ tronson)_i * (Nbr\ coupures)_i}{(Nbr\ total\ de\ clients)_i} \quad (II-3)$$

Afin de calculer l'indice de fiabilité totale d'un réseau pour l'un de ces trois indices mentionnés ci-dessus il faut prendre la somme pour tous les tronçons *i*.

Chapitre II

Il est évident que plus les valeurs de **SAIFI**, **SAIDI** et **END** sont faibles, plus le niveau de sécurité d’approvisionnement des clients est élevé. Ces critères d’évaluation de la fiabilité du réseau peuvent varier en fonction de l’utilisation de composants du réseau comme les organes de coupure, de leur emplacement, de la topologie, de la longueur des lignes et du mode d’exploitation du réseau.

Cependant, ces indicateurs ne sont pas seulement un critère pour évaluer le niveau requis de la fiabilité de fonctionnement du réseau. On peut aussi définir l’indice qui combine la quantité de puissance desservie et la longueur totale de la zone d’alimentation des clients. Autrement dit, chaque zone du réseau possède une certaine longueur L et une certaine demande des consommateurs en puissance P . Afin d’avoir une équité de traitement et de limiter de voir ainsi pénaliser des grosses quantités de clients par un nombre élevé de défauts (statistiquement proportionnel à la longueur des lignes) les valeurs du produit $P \times L$ (puissance \times longueur) de chaque zone ne doivent pas être très différentes.

II.7.2) Critères électriques :

En plus des critères de fiabilité présentés précédemment, les contraintes électrotechniques de qualité de fourniture (les courants maximaux ou le plan de tension, présentés dans les sections suivantes) doivent être respectées.

- **Courant maximal admissible dans un conducteur :**

On appelle courant admissible le courant maximal que peut supporter un conducteur en régime permanent. Il dépend de la section du conducteur et de la température maximale de l’isolant en fonction des conditions extérieures [21]. La résistance du câble dépend de la surface de la section du câble. Plus la surface de la section du câble est grande, plus sa résistance est faible et donc la capacité de transport de courant, pour les mêmes pertes Joule, est plus élevée. De même, plus la température admissible (ou la hausse de température autorisée sur une température ambiante fixée) est élevée, plus la capacité de transport de courant sera élevée pour la même section.

- **Pertes :**

La nature des pertes électriques que l’on appelle effet Joule est liée au dégagement de chaleur provoqué par le passage d’un courant électrique dans un conducteur lui opposant une résistance. Pour un conducteur de résistance linéique R (Ω/km), de longueur L (km), parcouru par un courant I et pour une période du temps Δt , les pertes de puissance et les pertes d’énergie s’expriment par les formules (II-4) -(II-5)

$$\text{Pertes}_{\text{puissance}} = RI^2 \text{ (W)} \quad (\text{II-4})$$

$$\text{Pertes}_{\text{énergie}} = RI^2 \Delta t \text{ (W.h)} \quad (\text{II-5})$$

Un des objectifs de planification pris en compte dans ce travail, est la minimisation des pertes totale de puissance dans les conducteurs du réseau.

Profil de tension :

La différence de tension entre deux points dans un circuit est désignée par la chute de tension. Soit Z_{ab} l'impédance complexe du conducteur entre les nœuds a et b et I_{ab} le courant complexe circulant de a à b. Selon la loi d'Ohm généralisée ΔV_{ab} s'exprime par l'équation (II-6).

$$\Delta V_{ab} = Z_{ab} \cdot I_{ab} \quad (\text{II-6})$$

Z_{ab} : l'impédance complexe

I_{ab} : le courant complexe

ΔV_{ab} : chute de tension

Cette chute de tension est proportionnelle au courant circulant à travers le conducteur multiplié par son impédance. Dans le cas d'un réseau avec des charges classiques, sans production décentralisée et peu de câbles, la tension relevée aux nœuds consommateurs est plus faible que la tension relevée au niveau du poste source. Une des contraintes sur le fonctionnement du réseau est le profil de tension. Les lois imposent que la tension sur le réseau de distribution moyenne tension reste dans les limites de +/- 5 % de la tension nominale.

II.7.3) Critères économiques :

Durant les phases de conception et le développement des réseaux de distribution électrique, outre des critères de fiabilité de l'architecture et des indicateurs purement électrotechniques, différents critères économiques jouent des rôles majeurs : en particulier les coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX). Ces coûts comprennent l'investissement en capital (fond initial qui est nécessaire pour la construction de nouvelles installations), ainsi que les coûts instantanés pour l'exploitation, la maintenance et la réparation. Ces coûts prennent également en compte la valeur des pertes liées aux transits des courants dans le réseau.

Chapitre II

Le coût actualisé d'une fonction de coûts $F(x)$ pour une valeur de coût x peut être défini par l'équation (II-7).

$$F_{act}(x) = \sum_{n=0}^N \frac{F(x)}{(1+\tau)^n} \quad (\text{II-7})$$

Où τ est une valeur du taux d'actualisation fixé qui traduit le fait que la valeur $F(x)$ aujourd'hui va avoir la valeur donnée par (I-7) dans N années.

La fonction économique de coût de construction du réseau actualisée sur N années prend la forme (II-8) [15]

$$C_{total_act} = I(L, OM) + \sum_{n=0}^N \frac{C * P(n)}{(1+\tau)^n} \quad (\text{II-8})$$

Où

C_{total_act} : Coûts actualisés en kDA

L : Longueur totale des lignes dans le réseau

OM : Organe de manœuvre

I : Investissement à l'année 0 en KDA

C : Coût d'un kW de pertes à la pointe en KDA

$P(n)$: Pertes à la pointe à l'année n en kW

τ : Taux d'actualisation en %

Pour la charge totale $s(0)$ à la pointe à l'année 0, l'expression des pertes à la pointe dans le réseau ayant la charge totale $s(n) = s(0) * (1 + t)^n$

Actualisée à l'année n est donnée par la formule suivante :

$$P(n) = \sum_{e \in E} r_e I_e^2(n) \quad (\text{II-9})$$

Où E est l'ensemble de lignes du réseau et $I_e(n)$ est le courant circulant dans la ligne e .

II.8) CONCLUSION :

Dans ce chapitre nous avons donné une généralité sur le système de distribution qui représente un élément très important dans la chaîne du flux d'énergie électrique.

Nous avons aussi présenté les caractéristiques techniques générales sur les postes HTA et les lignes et départs HTA.

Chapitre III :

Poste de distribution public

III.1) Introduction :

Le poste de distribution est l'interface entre les réseaux moyenne tension HTA et basse tension BT, en abaissant le niveau de tension HTA, (généralement de 30 000 V), à 230 V en courant monophasé et 400V en courant triphasé. La caractéristique essentielle du poste de distribution est sa puissance nominale de transformateur (comprises entre quelques dizaines de kilo voltampères et plusieurs méga voltampères), suivant les charges à desservir. Il appartient à la compagnie d'électricité.[19]

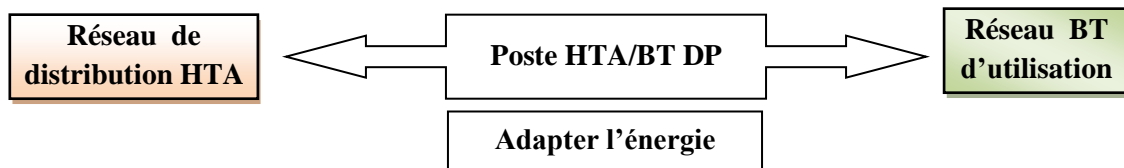


Figure III-1 : schéma descriptif d'un réseau électrique. [19]

- **Différent type des postes HTA/BT**

En rural, un poste sur poteau ou en cabine simplifiée peut alimenter un ou deux départs BT. En urbain, un poste cabine, enterré ou en immeuble peut alimenter un à huit départs BT. [20]

Les postes se classent en fonction de leur type d'alimentation HTA (réseau aérien ou câbles), Ces postes de distribution sont de 3 types :

Tableau III-1 : Les différents types des postes HTA/BT.

Type de réseau	Type de poste	Nombres de départs	Puissance des Transformateur (KVA)
Aérien	Poteau	1 ou 2	50 – 100 – 160
Aérien	Cabine	04	160 – 250 – 400 – 630
Souterrain	Immeuble	4 – 8 ou 12	160 – 250 – 400 - 630

Dans certain cas de forte densité de charge et d'indisponibilité de site on peut joindre un deuxième transformateur pour augmenter la puissance mise à disposition.

III.2) Principaux composants des postes HTA/BT de distribution publique (DP) :

Les postes HTA/BT de distribution publique (DP) ont consisté essentiellement de trois (03) principaux composants : [19]

- a) Transformateurs abaisseurs HTA/BT.
- b) Réseaux BT.
- c) Branchement BT.

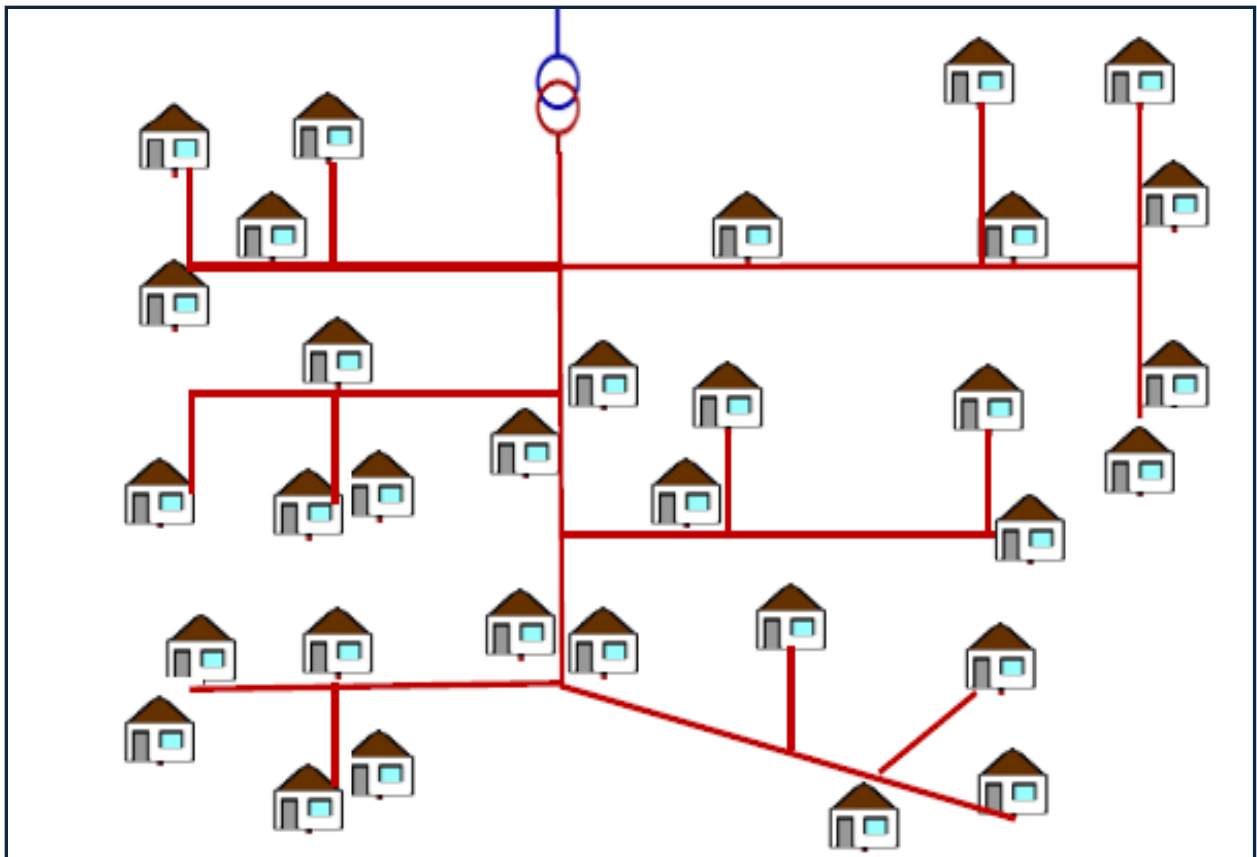


Figure. III-2 : Un poste DP alimente les branchements BT avec un départ BT.

III.2.1) Transformateurs HTA/ BT :

Le transformateur est la partie la plus importante du poste de transformation. Son choix affecte la configuration de la station et il est effectué sur la base de divers facteurs.

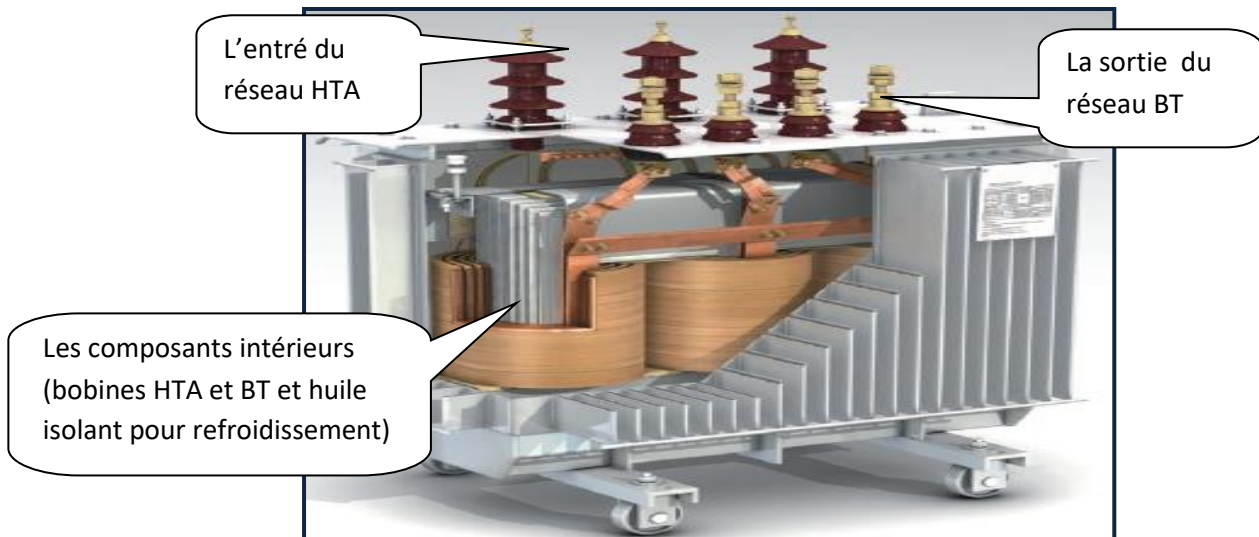


Figure III-3 : Transformateur HTA/BT refroidis à l'huile.

Une autre caractéristique à prendre en considération est le type de système de refroidissement, qui peut être soit dans l'air ou dans l'huile. [21]

III.2.1.1) Dimensionnement du transformateur HTA/BT :

Le dimensionnement d'un transformateur HTA/BT vient des bilans de puissances calculés à bases des nombre et type des usagers (appareillages et l'activité).

- **Détermination de la puissance**

La méthode d'estimation de la puissance optimale du transformateur peut être plus ou moins sophistiquée. On procède en général de la manière suivante.

On établit un bilan des puissances pour déterminer la puissance appelée (ou absorbée) sur le réseau. On calcule successivement :

La puissance installée P_i (somme des puissances actives en kW des usagers de l'installation)

La puissance utilisée P_u (partie de la puissance P_i en kW réellement utilisée) en tenant compte :

- a) des coefficients d'utilisation maximale des récepteurs (car ils ne sont pas en général utilisés à pleine puissance)
- b) Des coefficients de simultanéité par groupes de récepteurs (car ils ne fonctionnent pas en général tous ensemble) [21]

La puissance appelée S_a correspondant à P_u (car la puissance assignée des transformateurs est une puissance apparente en kVA alors que P_u est en kW) en tenant compte :

- Des facteurs de puissance ;
- Des rendements ;

Chapitre III

- Une marge secours de puissance. [21]

Tableau. III-2: Puissances maxi transitée et nominale de transformateur

Puissance nominale du transformateur (KVA)	100	160	250	400	630
Puissance maxi transitée dans le transformateur (KW)	76	122	190	306	482

Ce dimensionnement optimise les pertes Fer et Joule et intègre une évolution des charges sur plusieurs années pour éviter l'installation d'un transformateur sous-dimensionné à la construction. [21]

III.2.2) Le réseau électrique BT :

Le réseau BT est composé des départs issus des postes de transformation HTA/BT. Un poste rural, sur poteau peut alimenter un ou deux départs BT. Un poste urbain en en immeuble, peut alimenter de un à huit départs. La longueur des départs BT est limitée par l'intensité et les chutes de tension admissibles (quelques centaines de mètres en aérien). Actuellement, un poste de transformation HTA/ BT peut desservir de 50 à 100 maisons individuelles (avec climatiseur électrique),

Avant de l'apparition des câbles torsadés isolée, les réseaux BT sont construits des conducteurs nus asters en cuivre sur poteaux, à partir des années quatre vingt dix cette technique est remplacé par une nouvelle technique plus sécurisé, modulaire et flexible. Il s'agit des lignes aériennes en faisceaux de conducteurs isolés sur poteaux ou sur façade. [21]

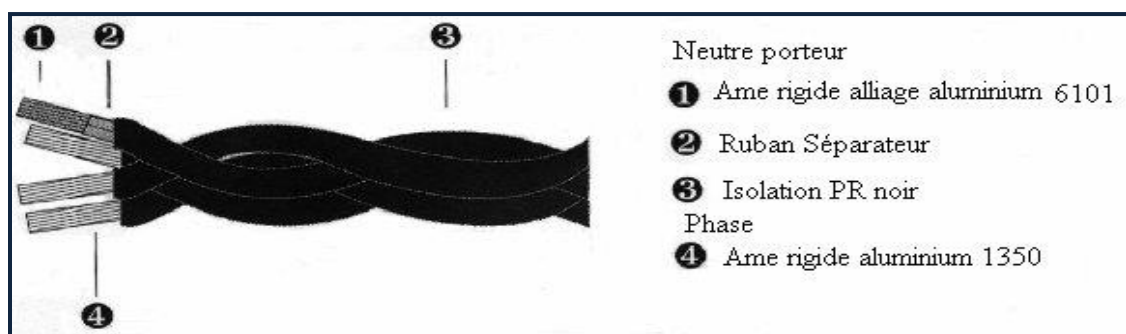


Figure. III-4 : Câble torsadé du réseau BT.[21]

La structure du réseau BT est radiale. Les liaisons de secours entre lignes BT sont réservées aux cas exceptionnels. Le mode de protection est du type « TT », avec neutre distribué en réseau, neutre et masses métalliques étant mis à la terre par des prises distinctes.

Chapitre III

III.2.2.1) Dimensionnement du réseau BT :

Dans le calcul de la section des conducteurs, on doit tenir compte à la fois des trois conditions suivantes :

- De la densité de charge de la zone et de son évolutivité ;
- Des seuils de contraintes électriques (intensité et tension);
- Condition de résistance mécanique des conducteurs [21]

La section économique de câble sera utilisée systématiquement pour optimiser les pertes Joule. Par exemple la 35² Alu torsadé aérien seront réservés aux voies non évolutives (impasse...). Pour toute création de réseau destinée à alimenter de nouveaux utilisateurs, ou dans tous les autres cas (renforcement, modifications diverses à apporter sur le réseau), la section économique ci-dessous sera utilisée, en tenant compte de la puissance maxi transitée à l'année 0 dans le tronçon de réseau concerné :

Tableau. III-3: Puissance maxi transitée dans réseau.

	Réseau Aérien torsadé		
Section économique nouveau réseau	35 ² Alu	70 ² Alu	150 ² Alu
Puissance maxi transitée dans réseau	< 32 kW	< 50 kW	> 50 kW ligne neuve

III.2.3) Le branchement BT :

Le branchement BT est l'ouvrage compris entre le réseau BT et l'origine de l'installation intérieure de l'utilisateur. Les nouveaux branchements individuels sont dimensionnés à 12 kVA en monophasé et 36 kVA en triphasé.

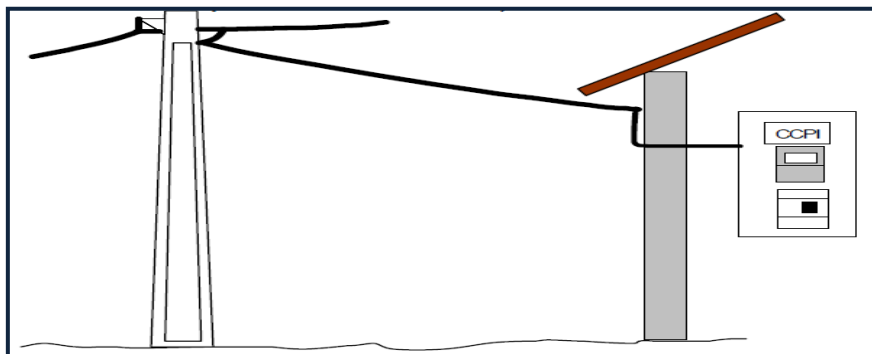


Figure III-5 : Branchement aérien BT.[21]

Chapitre III

Alors que le branchement BT est constitué de :

A. câble section 16mm^2 en aluminium (2x16 en monophasé, et 4x16 en triphasé) pour raccorder le branchement avec le réseau BT (02 connecteurs de branchement satellite en monophasé et 04 en triphasé).

B. Compteur électrique pour comptabiliser l'énergie consommé.

C. Le disjoncteur de branchement est un appareil à fonctions multiples qui assure :

- La protection contre les courts-circuits,
- La protection différentielle ($\Delta I = 150\text{mA}$),
- La fonction de coupure au point frontière entre réseau et installation intérieure,
- La fonction de limitation de la puissance appelée à la valeur de la puissance souscrite (30 ampère en monophasé et 60 ampère en triphasé). [21]

III.3) Etude de la courbe de charge des postes HTA/BT de distribution public (DP) :

La connaissance de la courbe de charge du poste de distribution public (DP) est nécessaire pour déterminer les contraintes et trouver les solutions adéquates. En effet, la connaissance de ce paramètre nécessite l'installation des enregistreurs au niveau du poste HTA/BT ou faire des mesures d'instantanés cible dans les heures de pointes.

La courbe de charge d'un poste DP dépend directement au profil de consommation des clients BT. En effet, dans le cadre de cette étude nous avons fait des mesures d'énergie chez trois abonnés différents pour opter pour un profil de consommation horaire et saisonnier.[21]

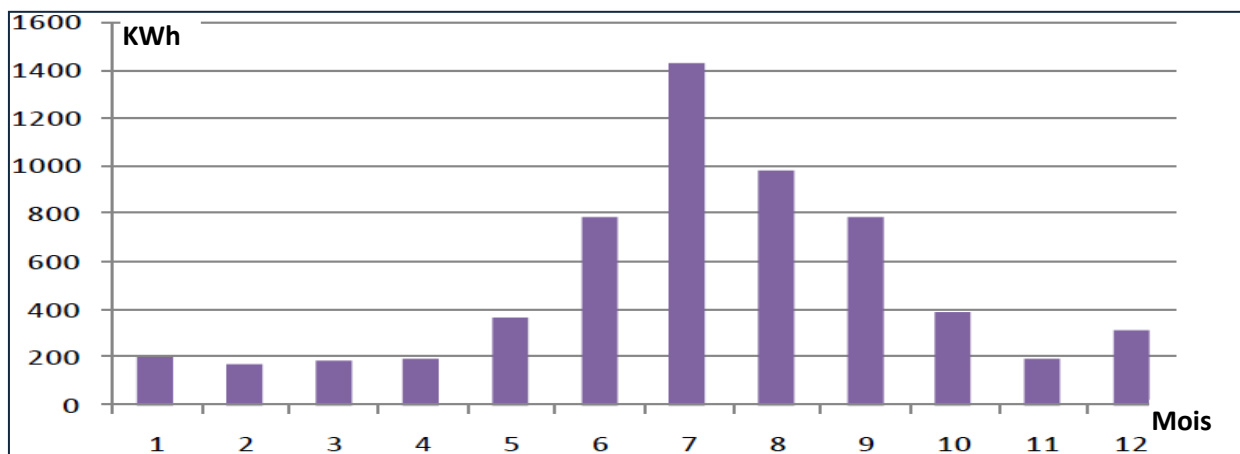


Figure III-6 : La consommation moyenne d'un client BT par mois dans la wilaya d'Adrar. [20]

Ces mesures montrent que la courbe de charge est influencée de deux facteurs essentiels :

Chapitre III

- les conditions climatiques
- le niveau de vie d'usagers

Les conditions climatiques influencent grandement sur le schéma de la consommation d'énergie par l'utilisation massive de la climatisation, vu la spécificité climatique des régions sud caractérisée par des températures élevées durant plusieurs mois de l'année (juin, juillet, août et septembre).

Le niveau de vie de l'utilisateur influence sur le profil de la consommation d'énergie par des puissances de charges ajoutées de différents appareils électroménagers et par l'accès des usagers au bien-être de la climatisation.

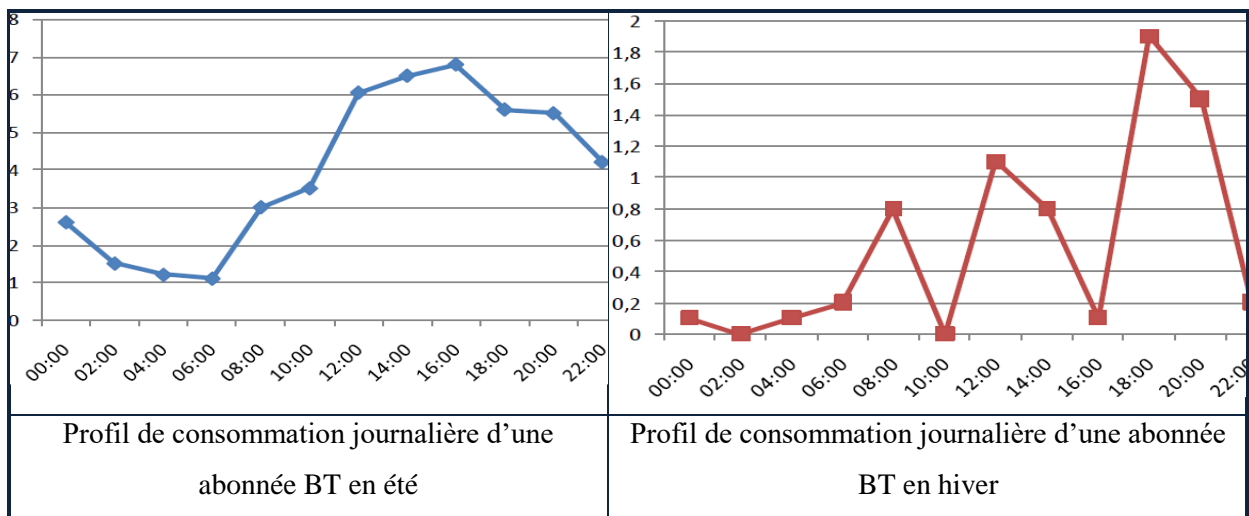


Figure III-7 : Profil de consommation journalière d'une abonnée BT en été et en hiver. [20]

- **Détermination de la consommation moyenne spécifique du client basse tension dans le sud :**

Il y a lieu de signaler que les foyers algériens ont complètement changé leur mode de consommation en seulement quelques années. Dans un passé très récent, la puissance appelée par abonné ne dépassait guère les 2 kW. Aujourd'hui cette puissance est multipliée par 3, parfois par 4 dans certaines régions comme le sud. [20]

Si la consommation moyenne des foyers algériens a augmenté en moyenne, il est intéressant de noter que cette hausse est tirée essentiellement par la consommation des clients du sud qui ne représentent pourtant qu'à peine 10% du nombre total des abonnés basse tension.

Chapitre III

Effectivement, si la consommation moyenne d'un client situé dans le nord est de 2851kWh, un abonné basse tension situé dans le sud a consommé en 2009 une moyenne de 3800kWh, en hausse de 5,2% par rapport à 2008.

Cette particularité s'explique par :

- ❖ L'utilisation massive de la climatisation, vu la spécificité climatique des régions sud caractérisée par des températures élevées durant plusieurs mois de l'année.
- ❖ La Subvention du gouvernement sur la consommation domestique pour dans sud de pays (50% de consommation payé par l'état). [19]

III.4) Etude des contraintes du poste HTA/BT de distribution public (DP) :

Les postes HTA/BT de distribution satisfont la demande des utilisateurs en distribuant de l'électricité à travers des réseaux de distribution BT. Mais lorsque la demande dépasse un certain niveau, de capacité de transformateur HTA/BT et de câbles peut être soumise à des contraintes d'intensité et / ou de tension.

L'analyse et la résolution des contraintes techniques seront menées dans l'ordre suivant :

- contrainte d'intensité sur le transformateur ;
- contrainte d'intensité sur le réseau ;
- contrainte de tension ;
- contrainte d'harmonique.

Pour pallier à ces contraintes, une étude approfondie de poste de distribution est indispensable pour déterminer les causes de contraintes et de trouver des solutions pour assurer la continuité et qualité de service.

En effet, la levée d'une contrainte en amont permet souvent de lever une contrainte en aval.

Les solutions de renforcements possibles sont :

- Le remplacement du transformateur ;
- Le changement de section des conducteurs ;
- L'accroissement du nombre de départs ;
- La création d'un poste HTA/BT supplémentaire (Diminution de la longueur des réseaux). [20]

Le choix de la solution se fait à l'aide d'un calcul technico-économique, qui prend en compte :

Chapitre III

- L'investissement lui-même lié aux travaux à réaliser ;
- Les dépenses d'exploitation (entretien, maintenance) ;
- Le coût des pertes électriques (Fer et Joule) ;
- La valorisation de la défaillance subie par les utilisateurs. [19]

III.4.1) Les seuils de contrainte d'intensité :

Les contraintes d'intensité sont examinées par type d'installation : transformateurs HTA/BT, lignes aériennes BT et branchement BT. On distingue les données fournies par les normes et les seuils de contrainte en vigueur. [20]

A. Transformateurs HTA/BT : Par leurs constructions les transformateurs ont une puissance assignée qui correspond à la puissance que peut débiter en régime permanent. En matière de surcharge, le tableau suivant donne les limites de durée à ne pas dépasser en fonction de l'importance de la surcharge et les températures ambiantes. [20]

Tableau. III-4 : les limites de durée à ne pas dépasser en fonction de l'importance de la surcharge et les températures ambiantes.

Charge débitée (équilibrée)	Temps à ne pas dépasse (20°)	Temps à ne pas dépasse (50°)
160%	2h	35mn
200%	20mn	6mn
400%	2mn	8s

Le transformateur est parfois amené à supporter des surcharges plus importantes, mais de caractères exceptionnels, souvent déséquilibrées, dues par exemple soit à un court-circuit résistant ou éloigné sur le réseau BT, soit à un report momentané de charges. Le prolongement ou la répétition de ces surcharge accroît la température du point chaud jusqu'à des valeurs qui peuvent nuire de façon définitive à la qualité des isolants.

B. Réseau et branchement BT : L'intensité transitant dans un conducteur de réseaux ou branchement BT doit être inférieure au courant admissible pour réduire

Chapitre III

l'échauffement dans les conducteurs. Les risques pour les conducteurs isolés torsadés sont les mêmes que pour les câbles. Aucune surcharge n'est en principe admissible.

III.4.2) Les seuils de contrainte de tension :

Le matériel électrique doit fonctionner dans les plages 230 V, + 6 % - 10 %. Donc, La fourniture de l'énergie électrique doit être respectée, on délivre une tension qui varie au tour de la tension nominale à savoir :

- $\pm 10\%$ les zones industrielles ou rurales
- $\pm 5\%$ les zones urbaines

Réseau BT : La normalisation de la tension BT, après avoir été longtemps fixée à 220/380V, la tension à la norme B2 est passée à 230/400V, qui est la tension d'utilisation usuelle pour les usages domestiques.

Les seuils de tension BT imposés par la réglementation aux bornes d'entrée de l'installation du client sont :

- 244 V en monophasé et 423 V en triphasé (+ 6% de la tension nominale),
- 207 V en monophasé et 358 V en triphasé (-10% de la tension nominale).

III.5) Calcul les Contraintes Techniques :

III.5.1) Coefficient d'utilisation d'un transformateur de distribution MT/BT :

Coefficient d'utilisation [4] :

$$K_U = \left(\frac{P_c}{P_n} \right) \times 100 \quad (\text{III.1})$$

P_n : puissance nominale de transformateur, s'exprime par la puissance S_n [kVA].

P_c : la puissance appelée de la journée la plus chargée de l'année, s'exprime par la puissance S_a .

$50\% \leq k \leq 100\%$: Transformateur en état normal.

$k \leq 50\%$: Transformateur sous utilisé.

$k \geq 100\%$: Transformateur en contrainte (surchargé).

La charge évolue, pendant les heures de pointes en été, en moyenne de 20%, donc le coefficient d'utilisation dans cette période devient :

$$K' = K + 20\% \quad (\text{III.2})$$

Chapitre III

La puissance appelée P_c peut déterminer par deux méthodes.

- mesures de charges au niveau poste HTA/BT la journée la plus chargée de l'année.
- Calcul le bilan des puissances.

III.5.2) Calcul de puissance du transformateur :

On détermine, pour la journée la plus chargée de l'année la valeur P_c en kW de la puissance maximale consommée en la ramenant à une puissance apparente S_c .

La comparaison entre S_a et S_c décide de la puissance à retenir.

III.5.3) Détermination de P_{ins} , P_u et S_a (puissances installée, utilisée et appelée) :

- **Liste des clients BT de l'installation**

Il faut prendre en compte tous les clients alimentés par le transformateur, sans oublier les prises de courant sur lesquelles peuvent être raccordés des nouveaux clients.

- **Calcul de la puissance installée :** La somme des puissances P_i en kW des récepteurs listés précédemment donne la valeur de la puissance installée.

$$P_{ins} (kW) = \sum_{i=1}^n P_i (kW) \quad (III.3)$$

Si ce calcul n'est pas réalisable, notamment pour un poste de transformation desservant plusieurs utilisateurs (clients), on a recours aux données de mesures touchent 185 client BT différents et reparti sur des sites différents (rural, périurbain et urbain), durant de deux ans dans, les résultats de ces mesures sont résumés :

- ☞ logement (zone rural); 1,5 à 3 KVA-
- ☞ logement Moyen (zone préurbain et urbain): 2 à 6 KVA.
- ☞ logement Haut et très haut standing (petit villa): au delà de 6 KVA.

- **Calcul de puissance utilisée P_u (prise en compte des facteurs d'utilisation maximale et/ou de simultanéité des récepteurs) :**

La puissance installée donne en général une valeur trop élevée par rapport au besoin réel, car tous les récepteurs ne fonctionnent pas en même temps ni à pleine charge. Aussi, on applique aux puissances des récepteurs des coefficients qui tiennent compte de leur régime de fonctionnement :

Chapitre III

➤ facteur d'utilisation maximale ($k_u < 1$) qui correspond à la fraction de la puissance totale du récepteur utilisée. Il s'applique toujours aux récepteurs à moteur pouvant fonctionner en dessous de la pleine charge.

➤ facteur de simultanéité ($k_s < 1$) qui tient compte du fait que des groupes de récepteurs ne fonctionneront pas forcément simultanément. Déterminer des facteurs de simultanéité implique la connaissance détaillée de l'installation et des conditions d'exploitation. On ne peut donc pas donner de valeurs générales.

On calcule la puissance utilisée totale à partir des valeurs de puissance installées des divers récepteurs corrigées de ces coefficients :

$$P_u(kW) = \sum_{i=1}^n P_i(kW) \times K_u \times K_s \quad (\text{III.4})$$

- **Calcul de la puissance appelée Sa (suite)** (prise en compte des rendements et des facteurs de puissance et des récepteurs) La puissance appelée du transformateur correspondant à P_u (kW) s'exprime par une puissance apparente S_a en kVA.

Cette puissance est évaluée en prenant en compte le rendement et facteur de puissance, soit des divers récepteurs ou groupes de récepteurs, soit de l'installation

$$S_a(kVA) = \sum_{i=1}^n S_i(kVA) = \sum_{i=1}^n (P_i(kW) \times K_u \times K_s) / \cos \varphi \quad (\text{III.5})$$

$$S_a(kVA) = \sum_{i=1}^n [(P_i(kW) \times K_u \times K_s) / \cos \varphi] \quad (\text{III.6})$$

Cette puissance appelée correspond au fonctionnement normal de l'installation.

III.5.4) Détermination de P_c (puissance maximale consommée) et P_m (puissance maximale retenue) :

- **Détermination de P_c** : puissance consommée de la tranche horaire de la journée la plus chargée de l'année. Pour tenir compte des pics de consommation éventuels, il faut déterminer la journée la plus chargée de l'année, c'est-à-dire celle où, en plus des récepteurs habituels, viennent s'ajouter des appareils de climatisation à leur charge maximum.

Il convient de découper cette journée en différentes tranches horaires et, pour chaque tranche horaire ainsi définie, de faire le bilan de la puissance des récepteurs fonctionnant

Chapitre III

simultanément pendant cette période. La lecture de la courbe de fonctionnement détermine la puissance maximale consommée P_c , exprimée en kW.

Si la puissance maximale consommée correspondait à un pic passager de courte durée (entre quelques minutes et 2 heures maximum), il serait possible de la considérer comme une surcharge passagère (cf. courbes de surcharges admissibles du transformateur) de façon à ne pas sur calibrer inutilement la puissance.

- **Détermination de P_m** : Si P_u , la puissance maximale utilisée, et P_c , la puissance maximale consommée a des valeurs du même ordre de grandeur, on choisit la valeur la plus élevée, soit P_m ,

Si P_u et P_c ont des valeurs très différentes, il est souhaitable de vérifier depuis le début les estimations faites.

- **Passage à la puissance appelée correspondante** : La puissance appelée maximale correspondante est obtenue en calculant pour P_m retenu les kVA correspondant, par l'une des deux manières suivantes :

➤ Soit :

$$S_m (kVA) = P_m (kW) / \cos \varphi \quad (\text{III.7})$$

D'ou $\cos \phi$ est le facteur de puissance moyen estimé de l'installation, éventuellement déjà utilisé à l'étape précédente

➤ Soit :

$$S_m (kVA) = S_a (kVA) \times P_m / P_u \quad (\text{III.8})$$

P_m/P_u coefficient correspondant à la prise en compte du surplus de puissance nécessaire par rapport à la consommation normale.

III.5.5) Evolution de la charge de poste de distribution HTA/BT :

$$P_n = P_0 (1 + X)^n \quad (\text{III.9})$$

$$X = \left(\frac{P_n}{P_0} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (\text{III.10})$$

P_0 : Puissance à l'année initiale

P_n : Puissance après n année

X : Taux d'évolution [21]

III.5.6) Les déséquilibres de courant et tension :

Les réseaux BT sont généralement triphasés, ils alimentent des récepteurs triphasés mais aussi beaucoup de récepteurs monophasés. Les courants absorbés sur les trois phases sont donc d'amplitude différente, d'où des déséquilibres de tension.

Ces déséquilibres de tension engendrent des composantes inverses de courant qui provoquent principalement des couples de freinage parasites et des échauffements dans les moteurs à courant alternatif.

Les taux les plus élevés sont observés sur les réseaux BT alimentés par un transformateur de faible puissance avec une majorité de branchements monophasés... C'est le cas des postes haut de poteau qui alimentent en monophasé peu d'abonnés BT. [21]

- **Calcul de taux de déséquilibre BT:**

$$d1 = \frac{ABS(I_m - I1)}{I_m} \times 100 \quad (III.11)$$

$$d2 = \frac{ABS(I_m - I2)}{I_m} \times 100 \quad (III.12)$$

$$d3 = \frac{ABS(I_m - I3)}{I_m} \times 100 \quad (III.13)$$

$I1, I2, I3$ Courants des phases.

I_m : La valeur moyenne.

ABS : La valeur absolue.

D % la valeur Maximum de $d1, d2, d3$ $D \leq 15\%$

III.5.7) Définition et calcul des chutes de tension :

Les chutes de tension qui apparaissent sur les bouts de ligne sont dues aux pertes de la forme RI^2 , où I est le courant appelé du réseau et R la résistance de ligne. Celles-ci résultent de l'augmentation de la demande de courant sur la ligne. Suivant la capacité du transformateur à fournir le courant et à la possibilité du réseau à alimenter les clients sans

Chapitre III

chutes de tension excessives, la compagnie d'électricité se doit de renforcer le réseau électrique existant.

Les chutes de tension supérieures à 10% sont problématiques car elles entraînent un manque de confort pour le client ; c'est la raison pour laquelle la différence de tension doit être inférieure à 10 %.

Depuis, les progrès techniques et notamment le développement des outils informatiques ont rendu possible la conception d'un calcul d'état des réseaux appuyé sur la constitution d'une base de données décrivant le réseau et sur un outil de calcul des charges appelées.

A partir de la connaissance de l'architecture du réseau et de la liste des utilisateurs raccordés, il est possible de calculer la chute de tension affectant un départ basse tension. Le lien « réseau / client » est assuré par un positionnement de chaque client sur le réseau réalisé au moment de sa mise en service. [21]

Pour connaître la chute de tension du client final qui se trouve sur le dipôle n , il suffit donc d'effectuer le cumul des chutes de tension qui apparaissent sur les dipôles 1 à n . La chute de tension horaire cumulée relative (%) du dipôle n est égale à :

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_n = 1 + 10^5 \times \left[\frac{(R + X \times \text{tg}\varphi)}{U^2} \right] \times \sum_{i=1}^n (P_i \times L_i) \quad (III.14)$$

- Où :
- R : résistance linéique d'un conducteur (Ω /km) ;
 - X : réactance linéique d'un conducteur (Ω /km) ;
 - $P_i = \sum_{j=i}^n P_j$ est la puissance cumulée appelée par la charge (kW) ;
 - $\text{tg}\varphi = 0,4$;
 - L_i = longueur du dipôle (km).

Remarque : la chute de tension du transformateur, égale à 1%,

III.5.8) Problème des harmoniques :

Au niveau de la distribution BT, le problème des harmoniques a également surgi avec le développement des applications électroniques. Les harmoniques sont principalement provoqués par des charges non-linéaires (cette non-linéarité peut être intrinsèque, comme dans le cas d'un arc ou d'un noyau magnétique saturé, ou résulter des commutations répétées

Chapitre III

de composants d'électronique de puissance). Soumise à une tension sinusoïdale, une charge non linéaire absorbe un courant déformé dont les composantes harmoniques ne dépendent, en première approximation, que de ses caractéristiques propres et non de celles du réseau. Cette charge se comporte dès lors comme une source de courants harmoniques. [21]

Les tensions harmoniques apparaissent alors aux bornes de la charge, pour chaque rang h d'harmonique :

$$U_h = Z_h \times I_h \quad (\text{III.15})$$

En désignant par I_1 la composante fondamentale de courant, le développement en série de Fourier donne :

$$I_h = \frac{I_1}{h} \quad (\text{III.16})$$

La distorsion totale THD (Total Harmonique Distorsion) : est fréquemment utilisée pour caractériser l'ensemble de la déformation harmonique par un seul nombre :

$$THD(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n I_h^2}}{I_1} \times 100 \quad (\text{III.17})$$

III.6) Calcul les Contraintes Economique :

III.6.1) Pertes d'énergie électrique :

L'expression générale des pertes électrique d'un poste HTA/BT donnant les pertes de transformateur HTA/BT et les pertes par effet de joule dans une ligne BT de longueur « L » est :

$$\Delta P = \Delta P_{transfo} + \Delta P_{ligneBT} \quad (\text{III.18})$$

III.6.1.1) Pertes dans le Transformateur :

A vide :

$$\Delta P = \Delta P_0 = \Delta P_{fer} \quad (\text{III.19})$$

En court-circuit :

$$\Delta P_{joule} \gg \Delta P_{fer} \Rightarrow \Delta P_{joule} = P_{CC} = 3 \times R_S \times I_N^2 \quad (\text{III.20})$$

$$\Delta P_{joule}(t) = 3 \times R_S \times I_2^2 \quad (\text{III.21})$$

Chapitre III

$$\text{Ou } \frac{I_2(t)}{I_N} = \frac{P(t)}{P_N} \Rightarrow \Delta P_{joule}(t) = \left(\frac{P_{CC}}{P_N^2}\right) \times P(t) \quad (\text{III.22})$$

Donc les pertes de transfo est :

$$\Delta P_{transfo} = \Delta P_{joule} + \Delta P_{fer} = \left(\frac{P_{CC}}{P_N^2}\right) \times P(t) + P_{fer} \quad (\text{III.23})$$

Ou

$$P(t) = \sum_{i=1}^n P_i \text{ est la puissance cumulée appelée par la charge (kW) ;}$$

Et les pertes fer négligeable, les pertes de transfo deviennent :

$$\Delta P_{transfo} = \left(\frac{P_{CC}}{P_N^2}\right) \times \sum_{i=1}^n P_i \quad (\text{III.24})$$

Avec :

- P_{CC} = Puissance de court-circuit.
- P_N = Puissance nominale de transfo.
- ΔP_{fer} = Pertes « fer ».
- P(t) : charge électrique.

Toutes ces données sont fournies par les constructeurs. [21]

III.6.1.2) Les pertes par effet de joule dans une ligne BT :

$$\Delta P = 3R \int I^2(l) dl \quad (\text{III.25})$$

$$\text{On aura } \Delta P = 3krI^2L \quad (\text{III.26})$$

$$\text{Avec } K = \begin{cases} 1 & \text{Pour une distribution triangulaire de la charge} \\ 1/3 & \text{Pour charge concentrée à l'extrémité de la ligne} \\ 8/15 & \text{Pour une distribution uniforme de charge} \end{cases}$$

Les pertes de puissance dans les conducteurs de ligne électrique ont été déterminées par la relation :

$$\Delta P_{ligne} = \left[\frac{1}{U^2 \times \cos^2(\varphi)} \right] \times \sum_{i=1}^n (P_i^2 \times R_i \times L_i) \quad (\text{III.27})$$

Où

Chapitre III

R_i , L_i sont la résistance linéique et la longueur du dipôle,

$P_i = \sum_{j=i}^n P_j$ Est la puissance cumulée appelée par la charge (kW) ;

$\cos \phi$ le facteur de puissance 0.9.

L'expression (5) nous permet de mieux nous rendre compte que les pertes en lignes (ΔP) dépendent à la fois de la nature du câble (R_i), la puissance appelée (P_i), et la longueur de la ligne (L_i). [21]

L'expression générale des pertes électrique devient :

$$\Delta P = \left(\frac{P_{CC}}{P_N^2}\right) \times \sum_{i=1}^n P_i + \left[\frac{1}{U^2 \times \cos^2(\phi)}\right] \times \sum_{i=1}^n ((P_i)^2 \times R_i \times L_i) \quad (\text{III.28})$$

III.6.1.3) Plages d'utilisation économiques des transformateurs de distribution :

Le cout annuel de la transformation de l'énergie par un poste HTA/BT comprend les charges d'immobilisation du poste et de matériel qu'il contient, le cout de l'entretien et le cout des pertes. Lorsque l'on remplace un transformateur HTA/BT par un autre plus puissant, les charge d'amortissement du poste et des autres matériels restent inchangé ainsi que le cout de l'entretien. Il suffit donc raisonner sur la partie variable du cout de la transformation, laquelle peut être écrite :

$$T = 0.081 \times A + F + \frac{J}{P_n^2} \times P^2 \quad (\text{III.29})$$

D'où :

T : est la partie du cout annuel de la transformation imputable au transformateur.

A : prix à neuf de l'appareil.

0.081XA : les charges d'immobilisation (taux d'actualisation 7%, durée 30 ans).

F : le cout annuel des perte fer (pratiquement indépendantes de la charge).

J : le cout annuel des pertes dues à la charge si la puissance débité avait valeur en pointe égale à la puissance nominal P_n , ou puissance d'utilisation P_u .

P_n : la puissance nominale de l'appareil.

P : la puissance débité à la pointe annuelle.

On notera par l'indice, 1, 2 et 3 les grandeurs relatives à trois des transformateurs installés successivement dans le poste.[21]

III.7) Solution innovantes et future de réseau BT :

En peut utiliser la production décentralisée pour optimiser le réseau de distribution et diminuée la surcharge sur le poste HTA/BT.

III.7.1) La production décentralisée :

Le terme production décentralisée désigne l'ensemble des générateurs d'électricité de faible puissance, connectés aux réseaux de distribution. Ce terme est construit par opposition au terme production centralisée désignant les grandes centrales de production connectées au réseau de transport, une unité de production décentralisée sera nommée « Génération d'Énergie Dispersée » ou plus simplement GED.

Les productions et les charges raccordées aux départs BT seront agglomérées dans les postes HTA/BT. [22]

III.7.1.1) Les différents types de production décentralisée :

Différentes technologies de production décentralisées coexistent sur les réseaux de distribution. [22]

Une classification simple en fonction du type de source d'énergie utilisée peut être donnée. :

- Les énergies renouvelables (solaire-éolien-hydraulique- biomasse).
- Les énergies non renouvelables (thermique- hydrogène).

III.7.2) Les réseaux électriques du futur :

Les évolutions attendues, décrites ci-avant, transforment les réseaux électriques en profondeur. De nouveaux acteurs et de nouvelles fonctions sont en train d'apparaître. Le système électrique, naguère passif, se métamorphose progressivement en un système plus dynamique, plus actif et plus intelligent. Cet ensemble de réseaux électriques intelligents est appelé depuis peu Smart Grids. [22]

Les réseaux intelligents ou « smart grids » : sont des réseaux d'électricité qui, grâce à des technologies informatiques, ajustent les flux d'électricité entre fournisseurs et consommateurs.

Il est nécessaire de différencier smart grid et compteur communicant (ou « smart meter »), qui renseigne le consommateur sur sa demande en électricité. [22]



Figure. III-8 : Le smart grid.

III.8) CONCLUSION :

Dans ce chapitre nous avons étudié le poste HTA/BT en présentant ses composantes principaux, et étudié les contraintes du poste de distribution publique (DP) et proposé des solutions pour pallier à ces contraintes.

Chapitre IV :

Optimisation de

réseau BT-étude

de cas poste 571

IV.1) Introduction :

La consommation d'énergie électrique en sud algérien a connu une forte progression en seulement quelques années, Celle-ci s'explique par l'utilisation massive de la climatisation, en périodes des températures élevées. Cette forte consommation peut traduire des contraintes au poste de distribution, dont la surcharge de transformateur.

À l'heure actuelle, les contraintes d'intensité et de tension des postes de distributions BT sont évaluées selon des mesures instantanées et des sondages à l'heure de pointe, ce qui nous permet de mettre en évidence les contraintes techniques du poste de distribution BT.

Dans cette étude, nous avons étudié les contraintes techniques du poste de distribution BT n°571, de 200logts nouvelle Timimoune ; ensuite nous cherchons aux meilleures solutions pour pallier ces contraintes. En effet, selon les mesures instantanées effectués le 29/06/2017, le taux d'utilisation de transformateur et la chute de tension au bout de réseau BT de départ BT n°01 sont respectivement dépassés 85% et 12%. Les calculs vont être simulés à l'aide d'un logiciel appelé C.A.R.A.T.

C.A.R.A.T est un programme de calcul des réseaux qui permet d'aboutir à des résultats précis ; de chutes de tension, des puissances et de charges facilement et rapidement. Il exécute certaines données d'un réseau quelconque qui seront transmises suivant quatre cartes : titre, paramètres, branche et charge.



Figure IV-1 : La cité de 200 Logements nouvelle Timimoune. [23]

Chapitre IV

La cité de 200logts nouvelle Timimoune est situé nord de la ville Timimoune ; et constitué de 200 Logement sociaux locatifs. Elle alimenté en électricité par poste n°571 qui alimente par le départ HTA souterrain 30Kv 200logts, à partir du poste HTA/HTA nord Timimoune.

IV.2) Calcul sous logiciel CARAT :

Ce logiciel permettra de simuler le réseau à étudier sur le logiciel CARAT en introduisant toutes les données nécessaires pour l'exécution de ce dernier tel que les caractéristiques des conducteurs, longueurs des liaisons et charges des nœuds sous un format déterminé

Les résultats peuvent être consultés directement dans le fichier « listing »

CARAT comprend trois principaux modèles :

- 1- La saisie ;
- 2- Traitement CARAT ;
- 3- Consultation du fichier des résultats.

Le principe de calcul du programme « CARAT » est basé sur le calcul classique de la chute de tension (la loi d'Ohm). Les résultats sont donnés en indiquant les dépassements de toutes les contraintes prises en considération à savoir les dépassements de capacité ainsi que les chutes de tension excessives.

Cette méthode nous a permis d'établir un diagnostic pour l'ensemble du réseau étudié et de voir l'intérêt des investissements.

IV.3) l'historique du poste :

Le poste n°571est un poste maçonné, créés-en 02/12/2007pour alimenter les 200 logements sociaux locatifs programme 2005 Timimoune, avec une puissance 250KVA pour alimenter 200 logements sociaux locatifs (200Abonnées).

Chapitre IV

Tableau. IV-1 : Le premier transformateur placé au poste.

Puissance(KVA)	Tension (KV)	N° série	Marque	Commutateur	Couplage	Année de Fabrication
250	30/0,4	158050072	Transfix	03 positions	Dyn 11	2005

- En 26/07/2013 : l'augmentation de puissance du poste à 400KVA, le transformateur est caractérisé par :

Tableau IV-2 : Le deuxième transformateur placé au poste.

Puissance(KVA)	Tension (KV)	N° série	Marque	Commutateur	Couplage	Année de Fabrication
400	30/0,4	20113545	Matelec	05 positions	Dyn 11	2011

IV.4) les caractéristiques du poste étudié

IV.4.1) Caractéristiques techniques du poste :

- **Partie GC :**

La cabine type 6X3.2 avec deux accès.

- **Partie HTA :**

- Cellule HTA : Trois cellule, Arrivée, Départ et Protection ; Marque OZEL
- Protection HTA: Trois HPC 16A.
- Liaison Cellule Protection-Transfo : Trois Défecteur 3X35mm² ; longueur 8metre.

- **Partie BT :**

- Liaison transfo-TDBT : 4×120 mm² Cu (dégradé)
- Longueur : 15 m
- Tableau de Distribution BT (TDBT): 1200A; Marque : GARDY.
- Les fusibles :

Tableau IV-3 Caractéristiques techniques du poste

Départs BT	Phase 1	Phase 2	Phase 3
01	125A	200 A	125 A
02	200A	200A	200A
03	250	125	125
04	200	125	125

Chapitre IV

IV.5) Caractéristiques des réseaux BT :

Les réseaux BT du poste n°571 sont des réseaux torsadés 3x70+1x54+2x16 mm².

Tableau IV-4 : Les caractéristiques des réseaux BT.

Départs BT	Les câbles BT [m]					Les abonnées			Les supports			
	Cu70	Cu95	Alu95	Alu 35	Total	2 Fils	4 Fils	Total	BS	Béton	Bois	Total
01	18	0	920	0	938	73	00	73	26	0	0	26
02	18	0	668	0	696	58	00	58	19	0	0	19
03	18	0	533	0	551	39	01	40	16	0	0	16
04	18	0	463	0	491	26	02	28	13	0	0	13
Total	72	0	2584	0	2656	196	03	199	74	0	0	74

IV.6) L'état actuel :

Si les contraintes du poste de distribution (charge, tension) sont dépassées les seuils situés ci- dessus, ils peuvent contraindre le fonctionnement normal du poste de distribution public BT et subir plusieurs problèmes pour les sociétés de distribution (avarie de transformateur) et pour le client (coupure d'électricité et dysfonctionnement de appareils électroménagers).

À l'heure actuelle, les contraintes d'intensité et de tension des postes de distributions BT sont déterminées à partir des mesures instantanées et des sondages à l'heure de pointe.

IV.6.1) Mesure de charge :

Les mesures programmées du poste sont effectuées par l'enregistreur analyseur de réseaux de distributions CA8335 pour 24 heures.

Tableau IV-5 : Mesures instantanées de charge.

N° Poste	Désignation	Puis(Kva)	Date	Départ BT	La charge								
					IN	I1	I2	I3	Imoy	TxD éséq	Txut i	Vmin	
571	200 Logts nouvelle	400	29/06/2017	D1	22	223	181	194	199,33	11,8729	99,66667	195	12
				D2	31	168	162	113	147,67	23,4763	73,83333	211	5
				D3	25	95	43	102	80	46,25	40	213	6
				D4	18	87	86	36	69,667	48,3254	34,83333	218	1
				TDB T	110	573,0	472,0	445,0	496,7	15,3691	85,92333	195	12

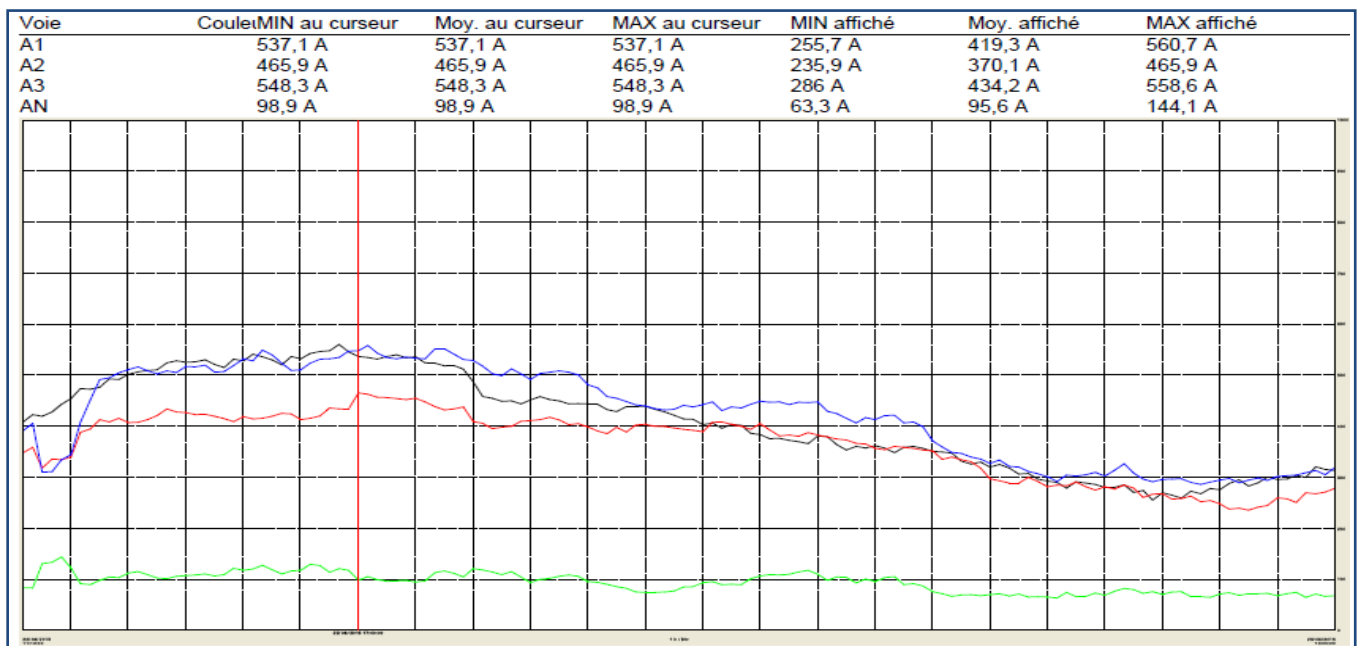


Figure IV-2 : Enregistreur analyseur de réseaux de distributions CA8335.

Selon les mesures programmées effectuées en date du 29/06/2017, fait ressortir ce qui suit :

- Le taux d'utilisation max (heure de pointe) est de 86.45% (10 :00-00 :00) ;
- Le taux d'utilisation min (heure de creuse) est de 42.62% (00 :00-08 :00) ;
- La chute de tension en bout de réseau est atteinte à 12%.

Chapitre IV

- Le taux de déséquilibre du transformateur.
- Le dépassement de capacité de transité au niveau de départ BT.
- Taux de Distorsion Harmonique (THD) : 8.6%.

IV.6.2) Détermination du Taux d'accroissement du poste :

La charge électrique est évoluée selon l'expression suivant :

$$T(n) = T_0 * (1 + X)^n \quad (4.1)$$

Avec : T_0 : Taux d'utilisation à l'année initiale.

T_n : Taux d'utilisation après n année.

X : Taux d'accroissement.

$$X = (T_n/T_0)^{1/n} - 1 \quad (4.2)$$

Le taux d'utilisation du poste n°571 est évolué comme illustré dans le tableau ci-après :

Tableau IV-6 : Le taux d'utilisation du poste n°571.

Année	2014	2015	2016	2017
Taux d'utilisation %	37	58	66	71

Donc le taux d'accroissement du poste n°571 est : **X =17 %**

IV.6.3) Calcul les contraintes du poste et des réseaux BT :

- **Surcharge :**

Le taux d'utilisation T.U(en 2017) = 85.7%.

T.U (en 2022) = 91.5 %.

T.U(en 2026) = 91.5 %.

- **Chute de tension :**

Des chutes de tension significatives en extrémité de départ sont observées aux périodes de pointe de la consommation, induisant parfois des dysfonctionnements de matériels ou des plaintes de clients.

$$\frac{\Delta U}{U} \text{Max(mesuré en 2017)} = 12 \% \quad (4.3)$$

$$\frac{\Delta U}{U} \text{Max(en 2017 Simulation CARAT)} = 12 \% \quad (4.4)$$

$$\frac{\Delta U}{U} \text{Max(en 2023 Simulation CARAT)} = 17 \% \quad (4.5)$$

Chapitre IV

La chute de tension est due essentiellement :

- Capacité de transformateur insuffisante T.U(en 2017) = 72%.
- Longueur des réseaux basse tension importante 2,525 km
- **Taux de déséquilibre :**

$$D (\%) = \text{Max} \left(\frac{I_{moy-I1}}{I_{moy}}, \frac{I_{moy-I2}}{I_{moy}}, \frac{I_{moy-I3}}{I_{moy}} \right) * 100 = 15.9\% \quad (4.6)$$

IV.6.4) Schéma de réseau BT :



Figure IV-3 : Schéma de réseau BT de la cité de 200 logements nouvelle Timimoune.[23]

Chapitre IV

IV.7) Les objectifs de l'étude :

L'étude du poste de distribution consiste à calculer et vérifier si les contraintes imposées de charge, de transit et de tension sont respectées. Donc, les paramètres admissibles à respecter dans l'étude sont comme suit:

- Taux d'utilisation de transformateur : $50\% < T.U < 80\%$
- Taux de déséquilibre admis à la borne BT de transformateur : 15%.
- Chute de tension admise de réseaux BT : 5%.

IV.8) Les solutions proposées :

Le but de l'étude est l'amélioration de la qualité de service (éliminer la chute de tension) et l'élimination du problème de la surcharge au niveau du poste n°571 pour une meilleure continuité de service auprès de nos abonnés BT. A ce propos nous serons étudiées trois variantes, à savoir :

IV.8.1) Variante n° 1 :

Pour pallier la surcharge de transformateur 400KVA, nous proposons d'augmentation de puissance du poste n°571 à 630KVA.

Pour améliorer la qualité de service chez les usagers au bout de départ BT n°01, on propose de les balancer (16 branchement) sur le poste limitrophe n°951, en ajoutant une portée torsadée 70mm².

a) Le poste n°951 :

En absence les mesure des années précédents, on prend Le taux d'accroissement de la charge au niveau du poste n°951 est égale à 7%(même taux d'accroissement de poste n°571).

Tableau IV-7 : Taux d'utilisation du poste 951.

Année	Taux d'utilisation (%)	
	Avant basculement des 16 abonnés	Après basculement des 16 abonnés
2017	18	50,3
2022	25,5	64,2

b) Le poste n°571 :

Tableau IV-8 : Taux d'utilisation et la chute de tension du poste 571

Année	Chute de tension (%)		Taux d'utilisation (%)	
	Avant solution	Après solution	Avant solution	Après solution
2017	12	6.1	85.7	51.6
2022	17	9.5	120.3	81.7

IV.8.2) Variante n°2 :

Dans cette variante, nous proposons d'équiper la partie DP du poste n°598 lycée Timimoune, pour soulager le poste n°571, et pour améliorer la qualité de service chez les usagers au bout de départ BT n°01, on propose de les balancer (16 branchement) sur le poste limitrophe n°951, en ajoutant deux portées

a) Le poste n°598(partie DP [400KVA]) :

Tableau IV-9 : Taux d'utilisation et la chute de tension du poste 598.

Année	Chute de tension (%)		Taux d'utilisation (%)	
	Avant solution	Après solution	Avant solution	Après solution
2017	18.3	4.9	76.1	33
2022	27.2	7.5	116.3	55.8

b) Le poste n°571:

Tableau IV-10 : Taux d'utilisation et la chute de tension du poste 571.

Année	Chute de tension(%)		Taux d'utilisation (%)	
	Avant solution	Après solution	Avant solution	Après solution
2017	12	4.01	85.7	44.8
2022	17	6	120.7	67.3

IV.8.3) Variante n°3 :

Création d'un nouveau poste maçonné de 400 KVA de quatre départs BT pour soulager le poste n°571, faire face à l'accroissement successif de la charge et améliorer la qualité de tension.

Chapitre IV

a) Le nouveau poste (400KVA):

Tableau IV-11 : Taux d'utilisation et la chute de tension du nouveau poste.

Année	Chute de tension(%)	Taux d'utilisation (%)
2017	2	51
2022	2.8	64.5

b) Le poste n°571:

Tableau IV-12 : Taux d'utilisation et la chute de tension du nouveau poste.

Année	Chute de tension (%)		Taux d'utilisation (%)	
	Avant solution	Après solution	Avant solution	Après solution
2017	12	3.1	85	31
2022	17	5.5	120.2	49.8

IV.8.4) Aspect technico-économique :

a) Variante n°1 :

Proposition de création d'un réseau BT et d'augmentation de puissance à 630KVa.

Tableau IV-13 : L'aspect technico-économique de la première variante.

Désignation	Quantité	Prix unitaire(KDA)	Montant (KDA)
Transformateur630KVA	1	950	950
Réseaux BTA3x70 ² +1x54 ² +2x16 ² Alu	0,12	2100	252
Total			1202

b) Variante n°2 :

Proposition d'équipement partie DP du poste n°598 de création d'un réseau BT.

Tableau IV-14 : L'aspect technico-économique de la deuxième variante (poste n°598).

Désignation	Quantité	Prix unitaire(KDA)	Montant (KDA)
Equipements 250KVA	1	Existant	Existant
Réseaux BTS 3x95 ² +1x50 ² Cu	0.08	4130	330.4
Réseaux BTA3x70 ² +1x54 ² +2x16 ² Alu	0,24	2100	504
Total			834.4

Chapitre IV

Proposition d'équipement partie DP du poste n°951 de création d'un réseau BT.

Tableau IV-15 : L'aspect technico-économique de la deuxième variante (poste n°598).

Désignation	Quantité	Prix unitaire(KDA)	Montant (KDA)
Equipements 250KVA	1	Existant	Existant
Réseaux BTS $3 \times 95^2 + 1 \times 50^2$ Cu	0,08	4130	330.4
Réseaux BTA $3 \times 70^2 + 1 \times 54^2 + 2 \times 16^2$ Alu	0,08	2100	168
Total			498.4

$$\text{Total} = 498.4 + 834.4 = 1332.8 \text{ KDA}$$

c) Variante n°3:

Proposition de création d'un nouveau poste maçonné de 400Kva.

Tableau IV-16 : L'aspect technico-économique de la troisième variante.

Désignation	Quantité	Prix unitaire(KDA)	Montant (KDA)
Cabine (G.C)	1	1000	1000
Equipements 400kva	1	1200	1200
Réseaux HTA souterrain	0,28	2150	602
Réseaux BTS $3 \times 95^2 + 1 \times 50^2$ Cu	0.08	4130	330.4
Réseaux BTA $3 \times 70^2 + 1 \times 54^2 + 2 \times 16^2$ Alu	0,12	2100	252
Total			3384.4

• Tableau récapitulatif :

Tableau IV-17: Tableau récapitulatif.

Variante	Montant (KDA)	Chute de tension en 2017	Chute de tension en 2022	Taux d'utilisation en 2017	Taux d'utilisation en 2022
Proposition N° 1	1202	6.1	9.5	51.6	81.7
Proposition N° 2	1332.8	4.01	6	44.8	67.3
Proposition N° 3	3384.4	3.1	5.5	31	49.8

IV.9) CONCLUSION :

La première variante est la plus économie et peut éliminer les contraintes pour les trois ans prochains .En revanche, La variante n°02 est plus chère, mais elle peut pallier toutes les contraintes techniques de surcharge ou de la chute de tension.

Chapitre IV

Quant à la variante n°03, économiquement, elle est très chère, mais elle nous permet à la fois de pallier toutes les contraintes et de répondre à une consommation sans cesse croissante.

Donc on a choisi la **variante n°03**.

Conclusion générale

Conclusion générale

La consommation d'électricité en Algérie a connu une forte progression en seulement quelques années, cette progression impose des contraintes aux réseaux électriques, ce qu'entraînent des perturbations dans l'alimentation en électricité.

Pour alimenter un consommateur en énergie électrique, quelques règles simples permettent de connaître la tension de livraison du réseau : Lorsque la puissance n'excède pas 40kVA, le client est raccordé au réseau de distribution basse tension BT 230/400V.

Pour les puissances supérieures à 40kVA, le client est alimenté par une alimentation triphasée HTA sans neutre dite de 2ème catégorie, comprise entre 5.5kV, 10kV et 30kV (généralement 30 kV). Les plus gros consommateurs d'énergie électrique (grand usine, sidérurgie,...) sont alimentés directement à des réseaux haut tension de transport HTB (**60kv, 220kv ou 400kv**).

La consommation en Basse Tension représente plus de moitié de la consommation totale et le nombre de clients est très important (environ de huit (08) millions). Ainsi que le degré de fiabilité de ses éléments doit être élevé. Donc l'investissement dans l'optimisation de cette consommation aura une influence considérable sur le plan de production et de consommation nationale.

Avec l'amélioration de niveau de la vie en sud, le réseau de distribution connaît une augmentation sans précédent dépassant les normes internationales. Cette augmentation affecte malheureusement la qualité de l'énergie, ce qui entraîne des fluctuations et des perturbations dans la distribution de l'électricité.

Dans ce travail, nous allons essayer d'optimisation de réseau de distribution basse tension.

L'objectif de ce travail est de définir le développement du réseau de distribution et de déterminer les investissements qu'il serait nécessaire de réaliser pour faire face à l'accroissement de la demande en énergie électrique et assure un bon fonctionnement du réseau électrique. Pour cela nous avons utilisé logiciel C.A.R.A.T pour simuler les résultats d'optimisation d'un réseau BT (étude de cas poste n°571-Timimoune).

Bibliographie

Bibliographie et références

- [1] « systèmes d'énergie électrique guide de référence 1.2 Eléments électrotechniques pour la compréhension des réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique », Jean-Pierre, Edition 1998.
- [2] « Compensation partielle et globale du réseau électrique BT à l'aide de l'énergie solaire photovoltaïque », A.Y. Kadri et A. Hamidat, 2009.
- [3] « la production décentralisé » NAAMA BAKHTA, univ Oron M.boudiaf.
- [4] « conduit des réseaux électriques –chapitre 1 généralité sur le système production – transport-distribution » Mr .mechati, (Professeur à l'Université d'adrar), cours.
- [5] « Etude d'intégration d'une production décentralisée dans un réseau de distribution électrique » Laribi Hamza et Djabbour Abd Elhakem. Univ Ouargla .2017
- [6] « Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée », Par KETFI Nadhir, mémoire doc , Université de Batna,2014.
- [7] Olivier RICHARDOT « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée » Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [8] « description physique de réseau public » par ERDF, 2008.
- [9] « réseaux électriques » (EEA - S5) Ens : H. Belila- Université Larbi Ben M'hidi OEB.2014/2015
- [10] « développement réseaux » document de SONALGAZ ,2009
- [11] Techniques_ing-D 4 424 - Supports-Jean-François DIDIERLAURENT
- [12] « modélisation d'un système de production électrique par la cellule photovoltaïque »- Zerguine Bilal-UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA-2010
- [13] « calcul des protections d'un départ HTA (30 KV) », BEN DERRADJI Selsabil, Mémoire MASTER, univ KASDI MERBAH – OUARGLA,2014.
- [14] : « optimisation de l'architecture des réseaux de distribution d'énergie électrique », Egor Gladkikh -thèse pour obtenir le grade docteur de l'université Grenoble ALPES spécialité génie électrique 2006.
- [15] ERDF, Électricité Réseau Distribution France– www.erdfdistribution.fr- ERDF-NOI-RES_07E-Version 2 - 01/04/2008
- [16], « Les étages Moyenne Tension », Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG), H.Benchikh El Hocine. Centre Ain M'lila, Groupe SONELGAZ, Avril 2004
- [17] « Protection des réseaux HTA », Institut de formation en Electricité et Gaz (IFEG), H. BENCHIKH EL HOCINE, Centre Ain M'lila, Groupe SONELGAZ, janvier 2011.

Bibliographie et références

[18] «Posts HTA/BT», Schneider Electric,<http://www.iufmrese.cict.fr/liste/Doclidie/poste.pdf>

[19] « Développement d'un Système Photovoltaïque en Autoconsommation pour réduire les contraintes lié à la charge pointe : Application au Poste de Distribution Electrique », **Ah. Idda** et S. Bentouba, 2014. Le 2ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

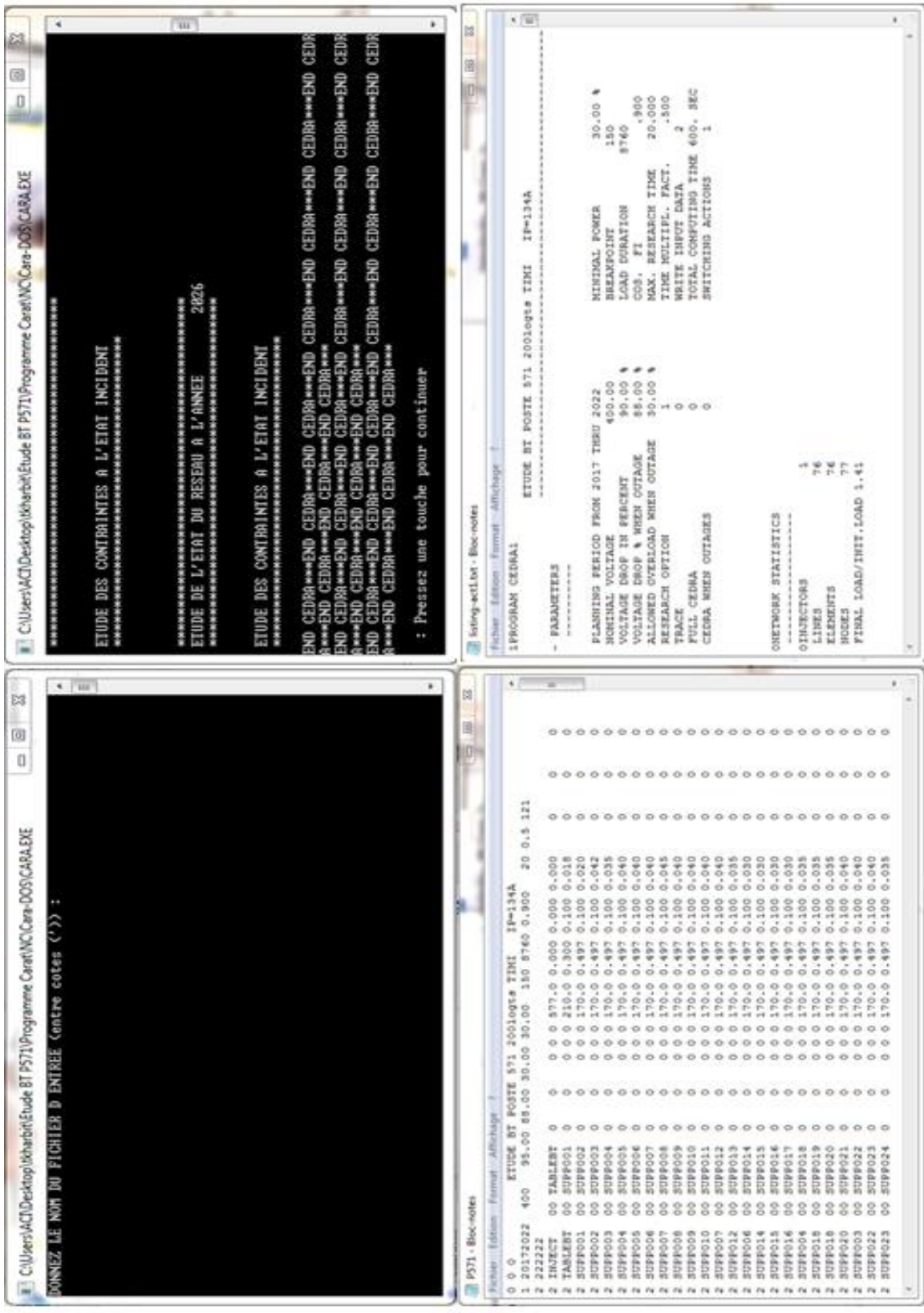
[20] « Développement de système photovoltaïque en autoconsommation en vu de la réduction des contraintes de poste HTA/BT de distribution électrique », Ah. IDDA * et S. BENTOUBA, 2014, Le 3ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

[21] « méthode d'une étude BT » document de SONALGAZ

[22] « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées » Guillaume RAMI

[23] <https://www.google.com/maps>

ANNEXE 1 : L'interface de logiciel C.A.R.A.T.



ANNEXE 2: Caractéristiques des électriques des conducteurs

Caractéristiques électriques des conducteurs nus :

NATURE	SECTION mm ²	r à 20 ⁰ (Ω / km)	r + x tgφ (Ω / km)	I _{LT} (A)
CUIVRE	17.8	1.010	1.185	118
	27.6	0.650	0.825	153
	38.2	0.472	0.647	200
	48.3	0.373	0.548	230
	74.9	0.240	0.416	280
	116.2	0.156	0.331	365
ALMELEC	34.4	0.958	1.133	140
	54.6	0.603	0.778	190
	75.6	0.438	0.613	240
	93.3	0.357	0.532	270
	148.1	0.224	0.399	365
	228	0.146	0.321	480
	288	0.116	0.291	550
ALU-ACIER	75.5	0.605	0.780	175
	116.2	0.303	0.481	300
	147.1	0.243	0.418	345
	228	0.157	0.332	460
	288	0.124	0.299	525

- Température de fonctionnement :20⁰ C

- Réactance = 0.35 Ω / km

- Facteur de puissance cosφ 0.9 (tgφ =0.5)

Annexes

Caractéristiques électriques des conducteurs isolés :

NATURE	SECTION mm ²	r à 20 ⁰ (Ω / km)	r à 50 ⁰ (Ω / km)	r + x tgφ (Ω / km)	I _{LT} (A)
CUIVRE	30	0.627	0.701	0.751	109
	50	0.379	0.424	0.474	180
	70	0.269	0.300	0.350	210
	95	0.194	0.217	0.267	250
	120	0.157	0.176	0.226	300
	146	0.126	0.141	0.191	340
	185	0.099	0.111	0.161	400
ALUMINIUM	25	1.200	1.345	1.395	78
	35	0.868	0.973	1.023	95
	50	0.641	0.918	0.768	114
	70	0.443	0.497	0.547	142
	95	0.320	0.359	0.409	172
	120	0.253	0.284	0.334	198
	150	0.206	0.231	0.281	225
	185	0.164	0.184	0.234	245
	240	0.125	0.140	0.190	305

- Température de fonctionnement : 50⁰ C

- Réactance = 0.10 Ω / km

- Facteur de puissance tel que tgφ =0.5 (cosφ 0.9)

Annexes

Moments électriques M1 des conducteurs nus :

NATURE	SECTION mm ²	M1 (KW * KM)		
		5.5	10.0	30.0
CUIVRE	17.8	0.26	0.85	7.62
	27.6	0.36	1.21	10.86
	38.2	0.47	1.55	13.91
	48.3	0.55	1.82	16.42
	74.9	0.73	2.41	21.69
	116.2	0.91	3.02	27.19
ALMELEC	34.4	0.27	0.88	7.94
	54.6	0.39	1.29	11.57
	75.5	0.49	1.63	14.68
	93.3	0.57	1.89	17.01
	143.1	0.76	2.51	22.56
	28.0	0.94	3.12	28.04
	188.0	0.04	3.45	31.03
ALU-ACIER	75.5	0.39	1.28	11.54
	116.2	0.63	2.08	18.71
	147.1	0.72	2.39	21.53
	228.0	0.91	3.01	27.11
	288.0	0.01	3.34	30.10

Moments électriques M1 des conducteurs isolés :

NATURE	SECTION mm ²	M1 (KW * KM)		
		5.5	10.0	30.0
CUIVRE	30.0	0.40	1.33	11.98
	50.0	0.64	2.11	18.99
	70.0	0.86	2.83	25.50
	95.0	1.13	3.75	33.71
	120.0	1.34	4.42	39.82
	146.0	1.58	5.25	47.12
	185.0	1.88	6.21	55.90
ALUMINIUM	25.0	0.22	0.72	6.45
	35.0	0.30	0.98	8.80
	50.0	0.39	1.30	11.72
	70.0	0.55	1.83	16.45
	95.0	0.74	2.44	22.00
	120.0	0.91	2.99	26.95
	150.0	1.08	3.56	32.03
	185.0	1.29	4.27	38.46
	240.0	1.59	5.26	47.37

ملخص :

في الجنوب الجزائري و مع دخول فصل الصيف ,تشهد شبكة التوزيع الكهربائي زيادة كبيرة في استهلاك الطاقة, هذه الزيادة و للأسف تضر بجودة الشبكة و تخلق مشاكل كبيرة تؤدي إلى اضطرابات و تذبذبات في الطاقة. تحسين شبكة التوزيع هو موضوع دراستنا في هذه المذكرة, أولا ندرس نظام التوزيع الكهربائي, ثم محطة التوزيع و تحديد المشاكل التي تعترضنا. وفي الأخير نقوم بدراسة فعلية لأحد الأحياء السكنية التي تعاني من انقطاعات في التيار و إيجاد حلول فعالة من حيث الجانب التقني و الاقتصادي

الكلمات المفتاحية : تحسين- شبكة كهربائية- محطة توزيع

Résume :

Dans le sud algérien, avec l'arrivée de l'été, le réseau de distribution électrique connaît une augmentation sans précédent de la consommation d'énergie, ce qui affecte malheureusement la qualité du réseau électrique et crée des problèmes de perturbations et de fluctuations de l'approvisionnement énergétique.

L'optimisation du réseau de distribution fait l'objet de notre étude dans ce projet de master. D'abord nous étudions le système de distribution électrique à partir de départ HTA, puis étude le poste de distribution publique et identifions les problèmes que nous rencontrons.

Et à la fin une étude réelle de quartier qui souffrent d'un pannes de courant et trouver des solutions techniquement et économiquement efficaces

Les mots clés : Optimisation-réseau électrique- poste de distribution